

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**  
**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

“ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR PARA LA  
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CANTÓN  
SANTA ISABEL DE LA PROVINCIA DEL AZUAY”

**Trabajo de investigación, previo a la obtención del Título de:**

**INGENIERO ELÉCTRICO**

**Autores:**

WASHINGTON EFRAÍN MACANCELA VÁZQUEZ

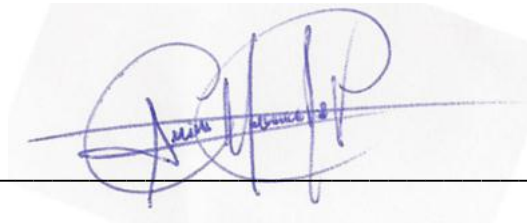
EDMUNDO VLADIMIR REGALADO CAJAMARCA

**Director:**

ING. FREDDY CAMPOVERDE


**Cuenca, junio 2012**

*Los conceptos vertidos, análisis realizados, resultados y conclusiones en este trabajo, son de absoluta responsabilidad de los Autores y Autorizamos a la Universidad Politécnica Salesiana su uso para fines académicos.*



---

Washington Efraín Macancela Vázquez



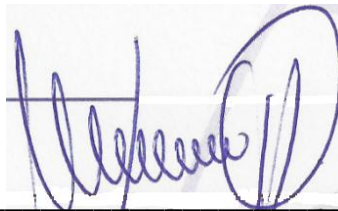
---

Edmundo Vladimir Regalado Cajamarca

## **CERTIFICACIÓN**

El presente trabajo de tesis previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico fue guiado satisfactoriamente por el Ing. Freddy Campoverde, quien autoriza su presentación para continuar con los trámites correspondientes.

**Cuenca, junio de 2012**



---

Ing. Freddy Campoverde.

**DIRECTOR DE TESIS**

## **DEDICATORIA**

*A mi amada esposa, Johanna por su apoyo incondicional, por estar siempre a mi lado soportando largas noches de estudio.*

*A mis padres, Roció y Efraín por formarme colmado de valores y principios, a mis hermanos, Ismael y Belén por apoyarme siempre.*

*“Especialmente a mi querida abuelita, Rosita Encalada pilar fundamental en mi vida”*

**Efraín Macancela V.**

## DEDICATORIA

***Los grandes esfuerzos siempre rinden frutos, hoy es el fin de algo muy bueno, pero es el comienzo de algo mejor.***

*“Este trabajo de tesis es dedicado de manera especial a un ser humano que me recordó que cada objetivo alcanzado en mi carrera universitaria se debe al esfuerzo, entrega y amor que le puse para llegar a la culminación de este proyecto de tesis”.*

*Este pequeño esfuerzo te lo dedico en tu ausencia querido hermano **Jorge Luis Regalado Cajamarca.***

**Vladimir Regalado C...**

## **AGRADECIMIENTOS**

Muchas personas hicieron posible el desarrollo de este trabajo de tesis a las cuales deseamos agradecer.

En primer lugar a la Empresa Electro generadora del Austro (ELECAUSTRO S.A.), de manera especial a los Ingenieros Raúl León y Francisco Andrade quienes han sido un apoyo técnico en el desarrollo de la tesis.

A Nuestro Profesor Director, Ing. Freddy Campoverde por brindarnos su amistad y apoyo incondicional, al aportar comentarios y sugerencias para la culminación de este trabajo de tesis.

## **AGRADECIMIENTO**

*“A mi Dios por brindarme salud y comprensión durante todos estos años de estudio”*

*A mí querida familia por su sabia insistencia por su cariño, siempre estuvieron pendientes y me apoyaron en los momentos más difíciles.*

*A mis inseparables amigos y compañeros de estudio por todos esos buenos momentos, especialmente a un gran amigo Diego Sánchez “Gato” siempre te recordaremos.*

***Efraín Macancela V...***

## **AGRADECIMIENTO**

*“A mi querida familia en especial a mis padres Edmundo y Nube, mis hermanos Paul y Daysi quienes permanentemente me apoyaron con espíritu alentador, contribuyendo incondicionalmente a lograr las metas y objetivos propuestos en mi Carrera Universitaria.*

***Vladimir Regalado C...***



# INDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTOS .....	VI
INDICE DE CONTENIDOS .....	IX
INDICE DE FIGURAS .....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
GLOSARIO .....	XX
INTRODUCCION.....	XXIII

## CAPITULO 1

<b>CENTRALES DE ENERGÍA SOLAR TERMICA, FOTOVOLTAICA Y NORMATIVAS VIGENTES.....</b>	<b>1</b>
--	----------

1.1	ENERGIA SOLAR.....	1
1.2	RADIACIÓN SOLAR .....	2
1.2.1	<i>DIRECCIÓN DE INCIDENCIA DE LA IRRADIACIÓN SOLAR.....</i>	<i>3</i>
1.3	CENTRAL SOLAR .....	3
1.4	LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR .....	4
1.5	TECNOLOGÍA Y USOS DE LA ENERGÍA SOLAR.....	5
1.6	CENTRALES SOLARES TERMICAS .....	6
1.6.1	<i>INTRODUCCION.....</i>	<i>6</i>
1.6.2	<i>TIPOS DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS.....</i>	<i>7</i>
1.6.2.1	Planta de Torres Solares o Térmicas de Torre .....	9
1.6.2.2	Planta de Concentradores Cilíndricos Parabólicos (CCP) O Térmicas Parabólicas de Canal.....	10
1.6.2.3	Planta de Unidades de Disco Parabólico O Dish-Stirling.....	11
1.6.3	<i>FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES SOLARES TERMICAS .....</i>	<i>12</i>
1.6.3.1	Central Solar Térmica de Torre.....	12
1.6.3.1.1	Receptor Volumétrico Abierto .....	16
1.6.3.1.2	Receptor de Aire Presurizado.....	16
1.6.4	<i>CENTRALES TÉRMICAS SOLARES PARABÓLICAS DE CANAL O CCP .....</i>	<i>18</i>

1.6.4.1	Eficiencia de las Centrales Eléctricas Parabólicas de Canal .....	20
1.6.5	<i>CENTRALES TÉRMICAS SOLARES DE DISCO PARABÓLICO</i> .....	21
1.6.6	<i>REQUISITOS BÁSICOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA CENTRAL TERMO-SOLAR</i> .....	22
1.6.7	<i>TIPOS DE CONCENTRADORES SOLARES</i> .....	24
1.6.7.1	Concentradores/Stirling .....	24
1.6.7.2	Colectores Cilindro Parabólicos.....	26
1.6.7.2.1	Componentes del Sistema .....	28
1.6.8	<i>VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES SOLARES TÉRMICAS</i> ..	35
1.6.9	<i>ELECCIÓN DEL COLECTOR SOLAR A UTILIZAR</i> .....	36
1.7	<i>CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA</i> .....	37
1.7.1	<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	37
1.7.2	<i>LA CÉLULA FOTOVOLTAICA</i> .....	38
1.7.3	<i>FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LAS CELDAS SOLARES</i> .....	39
1.7.3.1	Efecto Fotovoltaico .....	39
1.7.3.2	Materiales Empleados en la fabricación de Celdas Solares .....	40
1.7.3.3	Descripción del Efecto Fotovoltaico en Celdas Solares .....	41
1.7.3.4	Parámetros Fundamentales de la Célula Solar .....	43
1.7.4	<i>CLASIFICACIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS</i> .....	45
1.7.4.1	Celdas de Silicio Mono-cristalino .....	46
1.7.4.2	Celdas de Silicio Poli-cristalino: .....	46
1.7.4.3	Silicio Amorfo .....	47
1.7.4.4	Célula Tándem .....	47
1.7.4.5	Arseniuro de galio .....	48
1.7.5	<i>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i> .....	48
1.7.6	<i>CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS</i> .....	49
1.7.6.1	Clasificación por Tamaño .....	49
1.7.6.2	Clasificación por Tipo de Estructura .....	50
1.7.6.3	Clasificación Según su Utilización.....	50
1.7.7	<i>SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</i> .....	51
1.7.7.1	Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red y Centralizados .....	51
1.7.7.2	Sistemas Fotovoltaicos Aislados .....	54
1.7.8	<i>COMPONENTES DE SISTEMAS CENTRALIZADO Y CONECTADO A LA RED</i> 55	
1.7.8.1	Generador Fotovoltaico .....	56
1.7.8.2	Estructura de soporte de las placas.....	56
1.7.8.3	Inversor (convertidor u ondulator) .....	57

1.7.8.4	Contador de energía y protecciones de interconexión.....	57
1.7.8.5	Centro de Transformación .....	58
1.7.9	<i>VENTAJAS DESVENTAJAS Y APLICACIONES DE CELDAS SOLARES.....</i>	58
1.7.10	<i>ELECCIÓN DEL TIPO DE CELDA SOLAR A UTILIZAR. ....</i>	59
1.7.10.1	Elección del Módulo Fotovoltaico .....	60
1.8	MARCO JURIDICO DEL ESTADO ECUATORIANO PARA ENERGIAS NO CONVENCIONALES.....	63
1.8.1	<i>Políticas, Lineamientos y Objetivos de la Ley de Régimen del Sector Eléct. ....</i>	64

## **CAPITULO 2**

### **ANÁLISIS TÉCNICO DE RADIACIÓN SOLAR Y POTENCIAL ENERGÉTICO EN BASE A DATOS RECOPIRADOS.....66**

2.1	INFORMACIÓN GENERAL DE LA ZONA Y SISTEMA DE MEDICIÓN.....	66
2.1.1	<i>ANTECEDENTES.....</i>	66
2.1.2	<i>UBICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA.....</i>	67
2.1.2.1	Datos Relevantes de Pre-Factibilidad Proyecto Minas de Huascachaca ....	67
2.1.2.2	Ubicación de Torres de Medición .....	68
2.1.3	<i>INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN .....</i>	69
2.1.3.1	Descripción de los Equipos NGR System .....	69
2.1.4	<i>REGISTRÓ EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS NGR SYSTEM.....</i>	73
2.1.4.1	La Escala del Piranómetro Li-Cor On Symphonie Logger.....	73
2.1.4.2	Calculo del Factor de Escala.....	74
2.1.4.3	Información del Sensor de Registros.....	74
2.1.5	<i>COMPILACIÓN DE DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR.....</i>	74
2.2	RADIACIÓN SOLAR EN ECUADOR .....	75
2.3	ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RADIACIÓN SOLAR.....	76
2.3.1	<i>CALCULO DE LA DENSIDAD DE POTENCIA O IRRADIANCIA – HORA [W/m<sup>2</sup>].....</i>	76
2.3.2	<i>ANUARIO DE IRRADIANCIA DÍA-HORA.....</i>	78
2.3.3	<i>TABULACIÓN DE IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL .....</i>	79
2.3.3.1	Irradiancia Mensual y Anual: Año 2009 .....	79
2.3.3.2	Irradiancia Mensual y Anual: Año 2010 .....	80
2.3.3.3	Irradiancia Mensual y Anual: Año 2011 .....	80

2.3.4	<i>CORRECCIÓN DE TABLAS DE IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL.....</i>	81
2.3.5	<i>RESULTADOS DENSIDAD DE POTENCIA O IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL .....</i>	81
2.3.5.1	<i>Irradiancia Mensual y Anual: Año 2009 .....</i>	81
2.3.5.2	<i>Irradiancia Mensual y Anual: Año 2010 .....</i>	82
2.3.5.3	<i>Irradiancia Mensual y Anual: Año 2011 .....</i>	82
2.3.6	<i>MODELAMIENTO DEL PERFIL ANUAL DE RAD. SOLAR POR DÍA .....</i>	83
2.3.6.1	<i>IRRADIANCIA DIARIA INCIDENTE POR MES .....</i>	83
2.3.7	<i>PERFIL DIARIO DE IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL.....</i>	90
2.3.8	<i>PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO .....</i>	91
2.4	<i>ESTIMACIÓN DEL NIVEL IRRADIACIÓN (ENERGÍA) SOLAR UCHUCAY</i>	92
2.4.1	<i>CALCULO DE LA IRRADIACIÓN INCIDENTE-HORA [W*H/M2].....</i>	92
2.4.2	<i>RESULTADOS DE IRRADIACIÓN/ENERGÍA SOLAR MENSUAL Y ANUAL .</i>	94
2.4.2.1	<i>Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2009 .....</i>	94
2.4.2.2	<i>Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2010 .....</i>	95
2.4.2.3	<i>Radiación/Energía Solar Mensual y Anual Año 2011.....</i>	95
2.4.3	<i>MODELAMIENTO DEL PERFIL DE RAD./ENERGÍA SOLAR ANUAL.....</i>	95
2.4.4	<i>PERFIL MENSUAL DE RADIACIÓN SOLAR POR HORA .....</i>	96
2.4.5	<i>PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR .....</i>	96
2.4.6	<i>ENERGÍA TOTAL POR DÍA .....</i>	97
2.5	<i>VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE RADIACIÓN SOLAR .....</i>	98
2.5.1	<i>MÁXIMOS .....</i>	98
2.5.2	<i>MÍNIMOS:.....</i>	100
2.6	<i>ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS PROMEDIO .....</i>	102

### **CAPITULO 3**

#### **ANÁLISIS TÉCNICO DE TIPO DE CENTRAL SOLAR, POTENCIA Y ENERGÍA A ENTREGAR..... 106**

3.1	<i>SUPERFICIE DISPONIBLE PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....</i>	106
3.2	<i>DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....</i>	108
3.2.1	<i>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR TÉRMICA .....</i>	109
3.2.2	<i>POTENCIA TÉRMICA SOLAR .....</i>	109

3.2.2.1	Potencia Perdida.....	110
3.2.2.2	Perdidas Ópticas.....	110
3.2.2.3	Pérdidas Geométricas .....	112
3.2.2.4	Pérdidas Térmicas .....	115
3.2.2.4.1	Rendimiento térmico, $\eta_{\text{term}}$ .....	117
3.2.2.4.2	Rendimiento global del campo solar, $\eta_{\text{global}}$ .....	118
3.2.2.5	Potencia Útil .....	119
3.2.3	<i>EFICIENCIA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICAS</i> .....	120
3.2.4	<i>CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL CON TECNOLOGÍA DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS</i> .....	121
3.2.4.1	Potencia Térmica Solar.....	122
3.2.4.2	Energía Térmica Útil .....	124
3.2.4.3	Eficiencia de La Central Solar Térmica.....	124
3.2.5	<i>POTENCIA DE SALIDA A ENTREGAR POR LA CENTRAL SOLAR TÉR ...</i>	124
3.2.6	<i>PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA FIJO</i> .....	125
3.2.7	<i>PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA SEGUIDOR DE DOS EJES</i> .....	125
3.3	<i>DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO</i> .....	126
3.3.1	<i>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO</i> .....	127
3.3.2	<i>RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES</i> .....	128
3.3.3	<i>HORAS PICO SOLAR (HORAS DE SOL EQUIVALENTES)</i> .....	128
3.3.3.1	Hora Pico Solar Equivalente Uchucay .....	130
3.3.4	<i>CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL</i> .....	131
3.3.4.1	Potencia del Generador Fotovoltaico Uchucay .....	131
3.3.5	<i>PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO</i> .....	134
3.3.5.1	Pérdidas de los Sistemas Fotovoltaicos .....	134
3.3.5.1.1	P1.- Pérdidas por dispersión de potencia. ....	135
3.3.5.1.2	P2.- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.....	135
3.3.5.1.3	P3.- pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos. ....	137
3.3.5.1.4	P4.- Pérdidas por inclinación y azimut .....	137
3.3.5.1.5	P5.- Pérdidas por sombras.....	138
3.3.5.1.6	P6.- Pérdidas por degradación fotónica .....	139
3.3.5.1.7	P7.- Pérdidas eléctricas .....	139
3.3.5.1.8	P8.- Pérdidas por reflectancia .....	140
3.3.5.1.9	P9: Dispersión de características.....	140

3.3.5.1.10 P10: PMP (perdidas en inversor) .....	140
3.3.5.1.11 P11: Disponibilidad.....	140
3.3.5.1.12 P12: Líneas eléctricas (transformador).....	141
3.3.5.2 Producción Anual Esperada.....	142
<b>3.3.6 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DE SEGUIMIENTO DOS EJES.....</b>	<b>142</b>
3.3.6.1 Incremento del rendimiento IR para sistemas con seguimiento de dos ej	142
3.3.6.2 Selección del tipo de Seguidor.....	144
3.3.6.3 Producción Anual Esperada.....	145

## **CAPITULO 4**

### **ANÁLISIS REGULATORIO Y ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA RENOVABLE EN ESTUDIO ..... 146**

4.1 INTRODUCCION.....	146
4.2 MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES.....	146
4.2.1 REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 .....	146
4.2.1.1 Condiciones Preferentes .....	147
4.2.1.1.1 Precios Preferentes .....	147
<b>CENTRALES .....</b>	<b>147</b>
4.2.1.1.2 Vigencia De Los Precios.....	147
4.2.1.1.3 Despacho Preferente .....	148
4.3 ANALISIS ECONOMICO DE ENERGÍAS SOLARES .....	150
4.3.1 INTERÉS PÚBLICO Y EMPRESARIAL DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES.....	150
4.3.2 CONDICIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO .....	152
4.3.2.1 Inversión.....	152
4.3.2.1.1 Desglose de Inversión.....	153
4.3.2.2 Tarifa .....	154
4.3.2.2.1 Ingresos de la Central Solar Térmica.....	155
4.3.2.2.2 Ingresos de Central Fotovoltaico.....	156
4.3.2.3 Análisis de la Regulación .....	156
4.3.2.4 Potencia Instalada y Energía Entregada del País por Centrales Renovable no Convencional.....	158
4.4 BONOS DE CARBONO:.....	160
4.4.1 CARBONO EVITADO DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO .....	160

4.4.2	<i>CARBONO EVITADO DE LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA</i>	161
4.4.3	<i>EL MERCADO DE "BONOS DE CARBONO"<sup>[16]</sup></i>	162
4.4.3.1	Certificados de Reducción de Emisiones (CER)	162
4.4.3.2	Montos Asignados Anualmente (AAU)	163
4.4.3.3	Unidades de Reducción de Emisiones (ERU)	163
4.4.3.3.1	Unidades de Remoción de Emisiones (RMU)	163
4.4.3.3.2	Compras Spot:	163
4.4.3.3.3	Contratos de entrega futura:	164
4.4.3.3.4	Opciones:	164
4.4.4	<i>ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE LOS BONOS DE CARBONO</i>	165
4.4.4.1	Precio actual de los bonos de carbono	165
4.4.5	<i>INGRESOS TOTALES ANUALES DE LAS CENTRALES SOLARES</i>	166
4.5	<b>POSIBLES FUENTES DE FINANCIAMIENTO</b>	166
4.5.1	<i>EL PROGRAMA DE PEQUEÑAS DONACIONES</i>	166
4.5.2	<i>ENVIRONMENTAL ENTERPRISES ASSISTANCE FUND</i>	167
4.5.3	<i>RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY FUND – REEF</i>	168
4.5.4	<i>SOLAR DEVELOPMENT GROUP – SDG</i>	169
4.5.5	<i>TERRA CAPITAL INVESTORS LIMITED</i>	169
4.5.6	<i>CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL</i>	169
4.5.7	<i>CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO CAF</i>	170
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>172</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>180</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>184</b>

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ÓRBITA TERRESTRE ALREDEDOR DEL SOL.....	2
FIGURA 2. THE SOLAR-ELECTRIC HELIOS PROTOTYPE.....	6
FIGURA 3. SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL CON REFLECTORES DISTRIBUIDOS Y FOCO PUNTUAL.....	10
FIGURA 4. COLECTOR PARABOLICO I.....	11
FIGURA 5. COLECTOR PARABÓLICO RECEPTOR DE FOCO PUNTUAL (DISCO STIRLING).....	12
FIGURA 6. ESPEJOS, TORRE Y ABSORBEDOR DE CALOR.....	13
FIGURA 7. ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA SOLAR DE TORRE DE AIRE CALIENTE.....	15
FIGURA 8. VISTA ARTÍSTICA DEL RECEPTOR DE LA TORRE CESA-I UBICADO A UN NIVEL DE 80 M. A LA DERECHA E INCLINADO SE PUEDE OBSERVAR EL RECEPTOR SOLAR, EN LA PARTE CENTRAL LA GRÚA.....	16
FIGURA 9. DETALLE DEL RECEPTOR DE AIRE PRESURIZADO VOLUMÉTRICO SITUADO EN LA CAVIDAD DEL NIVEL DE 60 M DE LA TORRE CESA-I.....	17
FIGURA 10. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN Y TRAYECTORIA DIARIA DE UN COLECTOR PARABÓLICO.....	18
FIGURA 11. VISTA LATERAL DE UNA UNIDAD COLECTORA ET150. EURO COLECTOR DE 150M DE LARGO.....	19
FIGURA 12. ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA SOLAR PARABÓLICA DE CANAL.....	20
FIGURA 13. CAMPO DE ESPEJOS COLECTORES PARABÓLICOS DE CANAL.....	21
FIGURA 14. DETALLES DE LOS TRES MODELOS DE “DISH-STIRLING” QUE SE PUEDEN ENCONTRAR.....	22
FIGURA 15. LA FOTO CORRESPONDE A DOS MÓDULOS EURO DISH COMPUESTOS POR UN CONCENTRADOR DE DISEÑO ESPAÑOL Y UN MOTOR SOLO V161.....	26
FIGURA 16. DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNA CENTRAL DE CANALES PARABÓLICOS.....	27
FIGURA 17. COMPONENTES DEL SISTEMA.....	28
FIGURA 18. SEGUIMIENTO DE RAYOS DE UN CCP.....	28
FIGURA 19. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS COLECTORES LS-2 Y LS-3 RESPECTIVAMENTE.....	29
FIGURA 20. COLECTOR TIPO TORQUE BOX.....	30
FIGURA 21. COLECTOR TIPO TORQUE TUVE.....	30
FIGURA 22. PERFIL DE UN CONCENTRADOR.....	31
FIGURA 23. ESQUEMA DE UN TUBO ABSORBEDOR.....	31
FIGURA 24. ORIENTACIÓN NORTE-SUR (LA MÁS HABITUAL) Y ESTE-OESTE.....	33
FIGURA 25. VISTAS FRONTAL Y TRASERA DE UNA UNIDAD DE SEGUIMIENTO SOLAR.....	34
FIGURA 26 SECCIÓN DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	38
FIGURA 27 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL DIAGRAMA DE BANDAS DE UN SEMICONDUCTOR... 40	40
FIGURA 28 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL MOVIMIENTO DE ELECTRONES Y HUECOS LIBRES BAJO LA ACCIÓN DE UN POTENCIAL APLICADO.....	41
FIGURA 29 ESTRUCTURA DE UNA CELDA SOLAR DE SILICIO.....	42
FIGURA 30 DEPENDENCIA I-V DE UNA CELDA SOLAR EN OSCURIDAD Y BAJO ILUMINACIÓN.....	44
FIGURA 31 SISTEMAS DE PANELES FV CONSISTE DE MÚLTIPLES MÓDULOS FV INTERCONECTADOS. . 49	49
FIGURA 32 ESQUEMA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.....	51
FIGURA 33 SFV CONECTADO A LA RED CON RESPALDO DE BATERÍAS.....	53
FIGURA 34 SFV CONECTADO A LA RED SIN RESPALDO DE BATERÍAS.....	53
FIGURA 35 ESQUEMA GRAFICO DE LOS PASOS DE LA CONVERSIÓN ELÉCTRICA.....	55
FIGURA 36 MEDIDAS DEL MÓDULO SOLAR STP260S-24/VB.....	61
FIGURA 37 CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO STP260S-24/VB.....	62
FIGURA 38 UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	67
FIGURA 39 PIRANÓMETRO LI-COR #LI-200SZ.....	70



FIGURA 40	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PIRANÓMETRO LI-COR #LI-200SZ .....	71
FIGURA 41	REGISTRADOR DE DATOS DATA LOGGER.....	72
FIGURA 42	SYMPHONIE PLUS ® 3.....	72
FIGURA 43	SYMPHONIE IPACKGPS.....	73
FIGURA 44	ATLAS SOLAR DE ECUADOR, ZONA BAJO ESTUDIO. ....	76
FIGURA 45	IRRADIANCIA DIARIA (ENERO, UCHUCAY) .....	84
FIGURA 46	IRRADIANCIA DIARIA (FEBRERO, UCHUCAY).....	84
FIGURA 47	IRRADIANCIA DIARIA (MARZO, UCHUCAY) .....	85
FIGURA 48	IRRADIANCIA DIARIA (ABRIL, UCHUCAY) .....	85
FIGURA 49	IRRADIANCIA DIARIA (MAYO, UCHUCAY).....	86
FIGURA 50	IRRADIANCIA DIARIA (JUNIO, UCHUCAY).....	86
FIGURA 51	IRRADIANCIA DIARIA (JULIO, UCHUCAY) .....	87
FIGURA 52	IRRADIANCIA DIARIA (AGOSTO, UCHUCAY) .....	87
FIGURA 53	IRRADIANCIA DIARIA (SEPTIEMBRE, UCHUCAY).....	88
FIGURA 54	IRRADIANCIA DIARIA (OCTUBRE, UCHUCAY) .....	88
FIGURA 55	IRRADIANCIA DIARIA (NOVIEMBRE, UCHUCAY) .....	89
FIGURA 56	IRRADIANCIA DIARIA (DICIEMBRE, UCHUCAY).....	89
FIGURA 57	PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY) .....	90
FIGURA 58	PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY).....	91
FIGURA 59	PERFIL MENSUAL DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY) .....	96
FIGURA 60	PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY).....	96
FIGURA 61	PORCENTAJE MENSUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY). ....	97
FIGURA 62	ENERGÍA TOTAL POR DÍA (UCHUCAY). ....	97
FIGURA 63	PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR MÁXIMA (UCHUCAY) .....	98
FIGURA 64	ENERGÍA TOTAL POR DÍA MÁXIMO (UCHUCAY). ....	99
FIGURA 65	PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR MÁXIMO (UCHUCAY) .....	99
FIGURA 66	ENERGÍA TOTAL MÁXIMA POR DÍA (UCHUCAY). ....	100
FIGURA 67	PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR MÍNIMA (UCHUCAY).....	100
FIGURA 68	ENERGÍA TOTAL POR DÍA MÍNIMO (UCHUCAY).....	101
FIGURA 69	PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR MÍNIMO (UCHUCAY) .....	101
FIGURA 70	ENERGÍA TOTAL MÍNIMA POR DÍA (UCHUCAY).....	102
FIGURA 71	PROGRAMA AUTOCAD, MÉTODO PARA ENCONTRAR ÁREAS. ....	107
FIGURA 72	PROGRAMA AUTOCAD, ÁREA TOTAL DEL EMPLAZAMIENTO. ....	107
FIGURA 73	PÉRDIDAS POR BLOQUEOS Y SOMBRAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE LOS ESPEJOS. ....	113
FIGURA 74	PERDIDAS POR BLOQUEOS Y SOMBRAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE LOS ESPEJOS. ....	113
FIGURA 75	ESQUEMA DEL EFECTO DE LAS SOMBRAS SOBRE FILAS PARALELAS DE COLECTORES (PRESENCIA DE SOMBRAS EN LAS IMÁGENES SUPERIORES Y AUSENCIA DE ÉSTAS EN LAS INFERIORES).....	114
FIGURA 76	DESCRIPCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉRMICAS EN UN TUBO ABSORBEDOR.....	116
FIGURA 77	MUESTRA LAS PÉRDIDAS QUE SUFRE EL PROCESO COMPLETO EN FORMA SENCILLA .....	118
FIGURA 78	DIAGRAMA DE SANKEY DE PÉRDIDAS EN UN COLECTOR.....	119
FIGURA 79	HORAS PICO SOLAR DIARIA – IRRADIANCIA [W/M2].....	129
FIGURA 80	INTERPOLACIÓN DE DATOS PARA CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS .....	133
FIGURA 81	DISTANCIA ENTRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS.....	138
FIGURA 82	POTENCIA INSTALADA DEL PAÍS POR CENTRALES RENOVABLE NO CONVENCIONAL.....	159
FIGURA 83	ENERGÍA ENTREGADA DEL PAÍS POR CENTRALES RENOVABLE NO CONVENCIONAL .....	159
FIGURA 84	EJEMPLO DE GRÁFICA DE PRECIO Y VOLÚMENES DE TON CO2 COMERCIAADOS EN LA UNIÓN EUROPEA.....	165

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE TECNOLOGÍAS SOLARES.....	24
TABLA 2	COMPARACIÓN ENTRE LOS 5 SISTEMAS; FUENTE: JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING. .....	25
TABLA 3	COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ELECTRICIDAD SOLAR TÉRMICA. ....	36
TABLA 4	PARÁMETROS DE LOS PRINCIPALES COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS.....	36
TABLA 5	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO MONO-CRISTALINO.....	46
TABLA 6	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO POLI-CRISTALINO .....	46
TABLA 7	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO AMORFO. ....	47
TABLA 8	DIFERENCIA ENTRE PANELES SEGÚN TECNOLOGÍA DE FABRICACIÓN.....	47
TABLA 9	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO TÁNDEM. ....	48
TABLA 10	RESUMEN DE VENTAJAS, DESVENTAJAS Y CARACTERÍSTICAS DE CELDAS. ....	59
TABLA 11	DATOS DE PRE-FACTIBILIDAD PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA .....	68
TABLA 12	UBICACIÓN DE LAS TORRES DE MEDICIÓN.....	68
TABLA 13	EQUIPOS DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS .....	69
TABLA 14	REGISTRO Y CÁLCULO DE $[W/M^2]$ -H.....	77
TABLA 15	DENSIDAD DE POTENCIA DIARIA POR HORA – SEGUNDA SEMANA ENERO 2010. ....	78
TABLA 16	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2009.....	79
TABLA 17	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2010.....	80
TABLA 18	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2011.....	81
TABLA 19	MÉTODO DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA $[W^*H/M^2]$ . ....	93
TABLA 20	MÉTODO DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA POR HORA $[W^*H/M^2]$ . ....	94
TABLA 21	IRRADIACIÓN SOLAR DIARIA POR CADA MES (UCHUCAY). ....	103
TABLA 22	DESVIACIÓN ESTÁNDAR, ERROR PROMEDIO Y ERROR PORCENTUAL DE DATOS DE ENERGÍA DIARIA (UCHUCAY 2009-2011).....	104
TABLA 23	VARIACIÓN DE ENERGÍA MEDIA (UCHUCAY). ....	104
TABLA 24	CALCULO DEL ERROR PORCENTUAL ANUAL DE ENERGÍA SOLAR (UCHUCAY). ....	104
TABLA 25	PORCENTAJE DE ÁREA UTILIZABLE. ....	108
TABLA 26	CUADRO COMPARATIVO EXPERIMENTAL ENTRE EL MODIFICADOR DE ANGULO VS ANGULO DE INCIDENCIA.....	114
TABLA 27	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL COLECTOR EUROTROUGH .....	121
TABLA 28	RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES (UCHUCAY). ....	128
TABLA 29	HORA PICO SOLAR EQUIVALENTES (UCHUCAY). ....	130
TABLA 30	VATIO PICO INSTALADO POR METRO CUADRADO. ....	133
TABLA 31	PERDIDAS POR TEMPERATURA.....	137
TABLA 32	RESUMEN DE PÉRDIDAS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO. ....	141
TABLA 33	PRECIOS PREFERENTES ENERGÍA RENOVABLES EN (CUSD/kWh) .....	147
TABLA 34	INVERSIÓN TOTAL DE CENTRALES SOLARES.....	152
TABLA 35	DESGLOSE DE COSTOS DE INVERSIÓN. ....	154
TABLA 36	INGRESOS DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO FIJO.....	155
TABLA 37	INGRESOS DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO DOS EJES.....	155
TABLA 38	INGRESOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO.....	156
TABLA 39	INGRESOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DOS EJES.....	156
TABLA 40	POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES NO CONVENCIONALES ECUADOR .....	158
TABLA 41	PORCENTAJES DE POTENCIA INSTALADA Y ENERGÍA DE CENTRALES NO CONVENCIONALES ECUADOR .....	158
TABLA 42	CO2 EVITADO ANUAL SISTEMA FIJO.....	161
TABLA 43	CO2 EVITADO ANUAL SISTEMA DOS EJES.....	161

TABLA 44	CO2 EVITADO ANUAL SISTEMA FIJO.....	161
TABLA 45	PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES .....	162
TABLA 46	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2009. ....	xxiii
TABLA 47	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2010. ....	xxiv
TABLA 48	RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2011. ....	xxv
TABLA 49	PERFIL DE RADIACIÓN SOLAR ANUAL [W/M2].....	xxvi
TABLA 50	IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2009. ....	xxvii
TABLA 51	IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2010. ....	xxviii
TABLA 52	ENERGÍA SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2011 .....	xxix
TABLA 53	PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR .....	xxx
TABLA 54	ENERGÍA PRODUCIDA EN UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA AL AÑO.....	xxxI
TABLA 55	ENERGÍA PRODUCIDA EN UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA AL AÑO CON SEGUIDOR SOLAR. .....	xxxII
TABLA 56	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO. ....	xxxIII
TABLA 57	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO. ....	xxxIV
TABLA 58	INGRESOS ANUALES SISTEMA FIJO .....	xxxv
TABLA 59	INGRESOS ANUALES SISTEMA DOS EJES .....	xxxvi
TABLA 60	PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO.....	xxxvii
TABLA 61	PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES .....	xxxviii

## GLOSARIO

- **W/m<sup>2</sup>** Irradiancia Directa Normal en un Área (vatios)
- **°C** Grados Centígrados.
- **CCP** Colectores Cilindro Parabólicos.
- **KW\*h** Kilo vatios hora
- **MW** Mega Vatios
- **GW** Giga Vatios
- **FV** Fotovoltaico
- **KWp** Kilo Vatio pico
- **MWp** Mega Vatio pico
- **BT** Baja Tensión
- **MT** Media Tensión
- **HRSG** High Refrigerate source generator.
- **CONELC** Consejo Nacional de Electrificación
- **CIE** Corporación de Investigación Energética
- **DISH STIRLING** Disco Parabólico
- **CICLO RANKINE** Es 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
- **CICLO BRAYTON** También conocido como **ciclo Joule** o **ciclo Froude**, consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de compresión adiabática la cual aprovecha fuentes térmicas de alta temperatura y así obtener un alto rendimiento termodinámico.
  
- **CENACE** Corporación del Centro Nacional del Control de Energía
  
- **UNIÓN P-N**
- **P** Potencia Eléctrica
- **I** Corriente Eléctrica
- **V** Voltaje Eléctrica
- **HUECO** Similar al Electrón pero con carga positiva en células FV
- **GAP** Banda Prohibida en células FV.

- <b>I<sub>sc</sub></b>	Corriente de cortocircuito en células FV
- <b>V<sub>oc</sub></b>	Voltaje de circuito abierto en células FV
- <b>FF</b>	Factor de llenado o de forma en células FV
- <b>η</b>	Eficiencia
- <b>SMUD</b>	Empresa Eléctrica Municipal de Sacramento
- <b>SFV</b>	Sistema Fotovoltaico
- <b>CC</b>	Corriente Continua
- <b>CA</b>	Corriente Alterna
- <b>MPPT</b>	Punto de Máxima Potencia
- <b>S/E</b>	Sub Estación Eléctrica
- <b>LRSE</b>	Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano
- <b>FERUM</b>	Fondo Ecuatoriano de Regeneración Urbano Marginal
- <b>DNI</b>	Direct Normal Irradiance [W/m <sup>2</sup> ]
- <b>Q</b>	Potencia Térmica
- <b>Hz</b>	Hertz
- <b>HPS</b>	Horas Pico Solar
- <b>PMP</b>	Punto de máxima potencia: la energía eléctrica de una célula solar a una determinada cantidad de radiación solar depende de la tensión y la temperatura de la célula. MPP (Maximum Power Point), su equivalente en inglés, representa el punto de operación en la que este alcanza un máximo potencial
- <b>H</b>	Irradiación Solar Diaria Incidente
- <b>I</b>	Irradiancia Solar [Densidad de Potencia]
- <b>SFCR</b>	Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red
- <b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
- <b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado
- <b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales
- <b>FMAM</b>	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
- <b>CFI</b>	Corporación Financiera Internacional
- <b>CET</b>	Central Eléctrica Térmica
- <b>B.D.</b>	Base de Datos

## DEFINICIONES

- **Radiación Solar** Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas
- **Irradiancia (Is)** Densidad de Potencia de la Radiación solar recibida en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie, se expresa en  $KW/m^2$  y sobre la superficie terrestre, después de los procesos de absorción, difracción y reflexión producidos en la atmosfera toma un valor medio de  $1000 W/m^2$ , que es el valor estándar utilizado en el cálculo de placas solares.
- **Irradiación** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de cierto periodo de tiempo. Se mide en  $KW*h/m^2$ .
- **Inclinación** Ángulo que forma el panel fotovoltaico con una superficie perfectamente horizontal o a nivel
- **Azimut Solar** Es el ángulo horizontal formado por la posición del Sol y la dirección del verdadero sur
- **Célula FV** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica
- **Efecto FV** Conversión directa de energía luminosa en energía eléctrica
- **Módulo FV** Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie
- **Generador FV** Asociación en serie y paralelo de módulos fotovoltaicos
- **Potencia nominal del generador** Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos
- **Inversor** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna
- **Potencia Nominal de la instalación** Suma de la potencia nominal de los inversores que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento

## INTRODUCCION

En el presente Trabajo se realiza una Investigación y Análisis Técnico sobre la Implementación de una Central de Energía Solar para la producción eléctrica, en la zona comprendida entre Sumaipamba y Uchucay, comunidades pertenecientes al cantón Santa Isabel de la provincia del Azuay, cercano al Proyecto Eólico Minas de Huascachaca de ElecAustro S.A., planta de generación eléctrica que aprovechará el potencial de la incidencia de radiación solar en dicho sitio. En este lugar se realizaron mediciones durante varios años, cuya información es parte del material a analizar.

Se efectúa un estudio del potencial de la zona con lo cual se propondrá un modelo de irradiancia e irradiación, para determinar la producción del sistema solar térmico y fotovoltaico. En el análisis técnico se pretende garantizar aporte de potencia y energía hacia la Red, tratando de aprovechar al máximo la energía solar que ofrece las características del lugar, también se analiza los parámetros mencionados para diferentes tipos de tecnología de seguimiento solar, por lo tanto se podrá evaluar cuanto mejora el sistema.

Con el objetivo que el proyecto se viabilice en el futuro ayudando a cubrir la creciente demanda eléctrica del País, se analiza las presentes normativas, además es preciso estudiar el marco regulatorio con lo cual se determina las restricciones y ventajas que presenta la regulación vigente, también costo de generación y producción de electricidad de la misma (tarifa preferente), finalmente se calculara en base a parámetros internacionales el costo de la inversión total para cada central solar bajo estudio además se fijara la cantidad de CO<sub>2</sub> que se evitara emitir a la atmosfera y por ende se estimara los ingresos que se obtendría por bonos de carbono.

## **CAPITULO 1**

### **CENTRALES DE ENERGÍA SOLAR TERMICA, FOTOVOLTAICA Y NORMATIVAS VIGENTES**

#### **1.1 ENERGIA SOLAR**

Es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol.

Desde que surgió se le catalogó como la solución perfecta para las necesidades energéticas de todos los países debido a su universalidad y acceso gratuito. Podemos decir que no contamina y que su captación es directa y de fácil mantenimiento.

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción. Es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde, si bien, al final de su vida útil, ***los paneles fotovoltaicos pueden suponer un residuo contaminante difícilmente reciclable al día de hoy.***

La potencia de la radiación varía según el momento del día; las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de radiación el valor es de aproximadamente **1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre.** A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La Radiación Directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor



medio de  $1354 \text{ W/m}^2$  (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de  $1395 \text{ W/m}^2$  y un valor mínimo en el afelio de  $1308 \text{ W/m}^2$ ).

**Perihelio** (de *peri-* alrededor de, y *helios*  $\eta\lambda\iota\omicron\varsigma$ , Sol) es el punto más cercano de la órbita de un cuerpo celeste alrededor del Sol.

**Afelio** (del griego *απο* = lejos de, y *ηλιος* = el Sol) es el punto más alejado de la órbita de un planeta alrededor del Sol. Es el opuesto al perihelio, el punto más cercano al Sol.

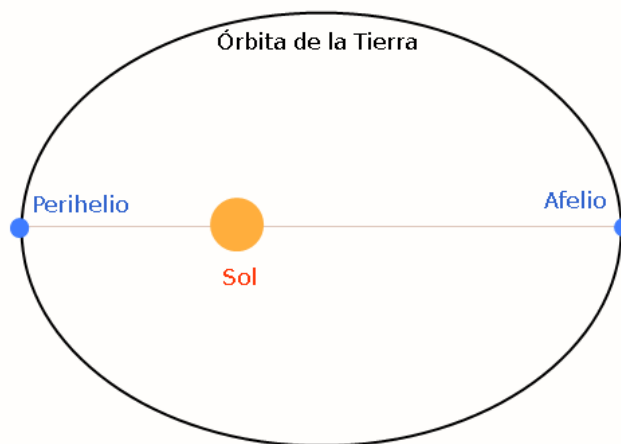


FIGURA 1. ÓRBITA TERRESTRE ALREDEDOR DEL SOL

FUENTE: APHÉLIE\_PÉRIHÉLIE\_TERRE\_SOLEIL.GIF

## 1.2 RADIACIÓN SOLAR

Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Este se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos  $6000^\circ\text{K}$ . La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el  $\text{W/m}^2$  (vatio por metro cuadrado).

### **1.2.1 DIRECCIÓN DE INCIDENCIA DE LA IRRADIACIÓN SOLAR**

El estudio de la dirección con la cual incide la irradiación solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre, es de especial importancia cuando se desea conocer su comportamiento al ser reflejada. La dirección en que el rayo salga reflejado dependerá del incidente.

Con tal fin se establece un modelo que distingue entre dos componentes de la irradiación incidente sobre un punto: la irradiación solar directa y la irradiación solar difusa.

***Irradiación Solar Directa.***- Es aquella que llega al cuerpo desde la dirección del Sol.

***Irradiación Solar Difusa.***-Es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características esta luz se considera **venida de todas direcciones**. En un día nublado, por ejemplo, sólo tenemos radiación difusa.

La suma de ambas es *la irradiación total* (o global) incidente. La superficie del planeta está expuesta a la radiación proveniente del Sol. La tasa de irradiación depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado y la dirección de incidencia de los rayos solares.

## **1.3 CENTRAL SOLAR**

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas, nucleares y solares termoeléctricas), hidroeléctricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar: mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en **común el elemento generador**, constituido por un alternador, movido

mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.

Las Centrales Solares son instalaciones destinadas a aprovechar la radiación del Sol para generar energía eléctrica. De manera general, puede decirse que las principales aplicaciones de los sistemas de aprovechamiento solar de baja y media temperatura se dan en el ámbito doméstico o industrial; son los sistemas basados en alta temperatura los que de manera específica, se utilizan para la producción de electricidad además de los sistemas basados en células fotovoltaicas.

***Según informes de Greenpeace, la energía solar fotovoltaica podría suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030.***

## **1.4 LOS SISTEMAS DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR**

En la actualidad, la energía solar está siendo aprovechada para fines energéticos principalmente a través de dos vías basadas en principios físicos diferentes:

- Por un lado la **vía térmica**. Los sistemas que adoptan esta vía absorben la energía solar y la transforman en calor.
- Por otro lado, la **vía fotovoltaica**. Este permite la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante las llamadas "células solares" o "células fotovoltaicas"..

Los sistemas basados en la vía térmica también pueden hacer posible el aprovechamiento de la energía solar en forma de energía eléctrica, pero siguiendo un método que podríamos llamar "indirecto". En efecto, algunos de estos sistemas *absorben la energía solar en forma de calor mediante un*

*captor térmico y después la transforman en electricidad mediante una máquina termodinámica.*

## **1.5 TECNOLOGÍA Y USOS DE LA ENERGÍA SOLAR**

Clasificación por tecnologías y su correspondiente uso más general:

- **Energía solar activa:** para uso de baja temperatura (entre 35 °C y 60 °C), se utiliza en casas; de media temperatura, alcanza los 300 °C; y de alta temperatura, llega a alcanzar los 2000°C. Esta última, se consigue al incidir los rayos solares en espejos, que van dirigidos a un reflector que lleva a los rayos a un punto concreto. También puede ser por centrales de torre y por espejos parabólicos.
- **Energía solar pasiva:** Aprovecha el calor del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos.
- **Energía solar térmica:** Es usada para producir agua caliente de baja temperatura para uso sanitario y calefacción.
- **Energía solar fotovoltaica:** Es usada para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar.
- **Energía solar termoeléctrica:** Es usada para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura (aceite térmico).
- **Energía solar híbrida:** Combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación:
- **Energía eólico solar:** Funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores.



**FIGURA 2. THE SOLAR-ELECTRIC HELIOS PROTOTYPE.**

**FUENTE: ED01-0209-3**

[HTTP://WWW.DFRC.NASA.GOV/GALLERY/PHOTO/HELIOS/HTML/ED01-0209-3.HTML](http://www.dfrc.nasa.gov/gallery/photo/helios/html/ED01-0209-3.html)

[HTTP://WWW.DFRC.NASA.GOV/GALLERY/PHOTO/HELIOS/LARGE/ED01-0209-3.JPG](http://www.dfrc.nasa.gov/gallery/photo/helios/large/ED01-0209-3.jpg)

**AUTOR: NASA**

## **1.6 CENTRALES SOLARES TERMICAS**

### **1.6.1 INTRODUCCION**

Al contrario que con la energía solar fotovoltaica, es difícil precisar el momento en que el hombre empezó a aprovechar para su beneficio la energía solar térmica. El calor del sol ha sido un elemento muy cotidiano desde siempre y habitualmente empleado por el hombre desde la prehistoria. Acciones tan sencillas como secar la ropa al sol o simplemente calentarse exponiéndose a los rayos solares son actividades que han acompañado al hombre desde siempre, y que ya implican un aprovechamiento solar térmico.

Un gran hito histórico de la antigüedad relacionado con un uso militar de la concentración solar, la protagonizó Arquímedes durante el sitio de Siracusa por los romanos entre los años 213-211 A.C. Se cuenta que el sabio griego empleó “el rayo de calor” para destruir las naves romanas que atacaban la ciudad. Este rayo de calor consistía en una serie de espejos dispuestos en las murallas de la ciudad con los cuales, una vez orientados de forma adecuada, se concentraba el calor del sol en las galeras romanas

enemigas. Esta concentración de la radiación solar provocó que las naves romanas se incendiaran en pocos segundos y quedasen destruidas. Con ello se dice que logró repeler un ataque romano.

Otro personaje importante en el desarrollo de la energía solar térmica fue el ingeniero francés Auguste Mouchot con sus modelos de concentradores solares. Ya en 1861 aportó un nuevo modelo de cocina solar. Este consistía en un depósito negro recubierto de vidrio el cual era expuesto al sol. Para concentrar más la radiación solar, un espejo cilindro-parabólico reflejaba la radiación solar hacia el lado del cilindro no expuesto al sol. De esta forma en el interior del recipiente negro se alcanzaban altas temperaturas con las que cocinar.

Una central térmica solar o central termosolar es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar y su uso en un ciclo termodinámico convencional, se produce la potencia necesaria para mover un alternador tal y como se hace en una central térmica clásica.

### **1.6.2 TIPOS DE CENTRALES SOLARES TÉRMICAS**

Constructivamente, es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, desde 300°C hasta 1000°C en el receptor, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta el fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica. Existen por tanto dos modos de producir electricidad por energía solar térmica: De alta o de baja concentración. La filosofía de ambas consiste en calentar un fluido que al evaporarse hace mover una turbina. A partir de ahí, el funcionamiento es similar al de una central de generación de electricidad cualquiera: térmica, nuclear. La diferencia en este caso radica en la fuente de energía, el Sol, una fuente inagotable y que no contamina. **El**

***rendimiento global de una central termosolar de generación de electricidad está en el rango del 16-20%.***

Los fluidos y ciclos termodinámicos escogidos en las configuraciones experimentales que se han ensayado, así como los motores que implican, son variados, y van desde el ciclo Rankine (centrales nucleares, térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural) pasando por muchas otras variedades como el motor de Stirling, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termosolar con el gas natural.

En ambos casos (alta o baja concentración), la energía calorífica solar se transforma generalmente en energía eléctrica, aunque existe la posibilidad de almacenar calor. Uno de las grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes. Para solventar estos problemas se disponen de sistemas de almacenamiento térmico que previenen además de posibles daños producidos por transitorios que se puedan producir debidos a las fluctuaciones de la energía solar.

*Atendiendo al medio en el cual se almacena la energía térmica, se pueden distinguir dos tipos de sistemas:*

- a. Sistemas de Almacenamiento en medio único.**
- b. Sistemas de Almacenamiento en medio dual.**

Los sistemas de almacenamiento en medio único son aquellos en los que el medio utilizado para almacenar la energía térmica es el mismo fluido que circula por los colectores solares. Los más comunes utilizan aceite sintético como fluido de trabajo y como medio de almacenamiento. La eficiencia de estos sistemas es superior al 90%.

Los sistemas de almacenamiento en medio dual son aquellos en los que el almacenamiento de calor se efectúa en un medio diferente al fluido de

trabajo que se calienta en los colectores solares. Los medios de almacenamiento más comunes son las placas de hierro, materiales cerámicos o el hormigón. **La eficiencia de estos sistemas ronda el 70%.**

*A continuación se ofrece una breve introducción sobre los tipos de centrales solares térmicas existentes:*

- **Planta de Torres Solares o Térmicas de Torre.**
- **Planta de Concentradores Cilíndricos Parabólicos (CCP) o Térmicas Parabólicas de Canal.**
- **Planta de Unidades de Disco Parabólico o Dish-Stirling.**

#### **1.6.2.1 Planta de Torres Solares o Térmicas de Torre**

Es un dispositivo de alta concentración también conocido como sistema de receptor central. Consistente en la colocación de un campo de numerosos espejos controlados que concentran la radiación solar en un absorbedor de calor o receptor, colocado en lo alto de una torre, utilizado para transformar la radiación solar recibida en calor a muy altas temperaturas.

Dependiendo del tipo de receptor este tipo de centrales térmicas se puede clasificar como *centrales de receptor volumétrico abierto o bien centrales de receptor volumétrico de aire presurizado*. Con el sistema de nuevo desarrollo, ronda el 50% en sus primeras versiones, tiene la ventaja que puede funcionar 24 horas al día a base de agua caliente almacenada durante las horas de sol. Hasta ahora, este tipo de centrales solo se realizaban como proyectos de investigación. La concentración de la luz solar se logra según el siguiente esquema:



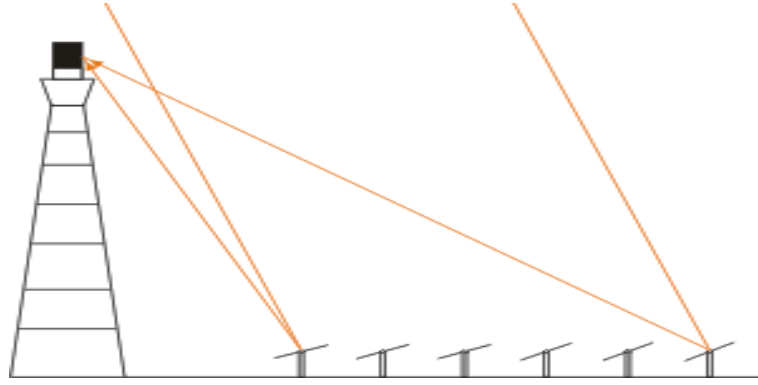


FIGURA 3. SISTEMA DE RECEPTOR CENTRAL CON REFLECTORES DISTRIBUIDOS Y FOCO PUNTUAL.

### **1.6.2.2 Planta de Concentradores Cilíndricos Parabólicos (CCP) O Térmicas Parabólicas de Canal**

Es un dispositivo de baja concentración consistente, como en el caso anterior, en la colocación de un campo de numerosos espejos pero esta vez, se trata de un conjunto de colectores cilindro parabólicos que también se mueven con el sol concentrando la radiación en una tubería ubicada a lo largo del foco, la cual concentra el fluido de trabajo que transporta el calor adquirido. Los CCP son, pues, colectores solares de concentración con foco lineal, que pueden operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450°C.

Los elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico.
- El tubo absorbente.
- El sistema de seguimiento del sol.
- La estructura metálica.

Dicha tubería contiene un tubo absorbedor situado en la línea focal de los espejos. Con la ayuda de colectores, cilindros parabólicos de 6 metros de anchura y cientos de metros de longitud, se consiguen temperaturas considerablemente altas, alrededor de unos 400°C, bastantes más bajas que el sistema de foco central aunque se consigue un rendimiento mayor que

puede alcanzar el 70% de transferencia de energía solar a térmica. Esta tecnología es algo más antigua que la anterior y está funcionando comercialmente con éxito desde hace 20 años en nueve plantas existentes en California, con una potencia total de 354 MW y ha generado, hasta la fecha, más de 10 TW\*h de energía solar. La concentración de la luz solar por este otro método se muestra en la siguiente figura 4.

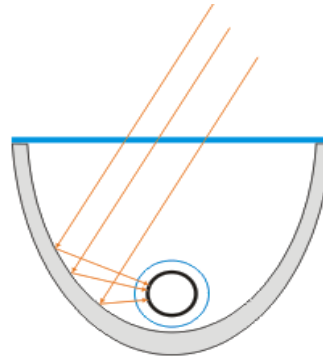
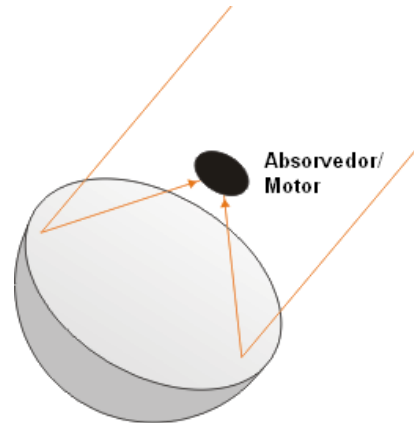


FIGURA 4. COLECTOR PARABOLICO1.

### 1.6.2.3 Planta de Unidades de Disco Parabólico O Dish-Stirling

Este tipo de planta pertenece a las de alta concentración. Al igual que las de colectores cilíndricos parabólicos, producen energía eléctrica con la ayuda de un espejo parabólico. El espejo realiza un seguimiento solar para poder aprovechar mejor las horas de sol y pueden alcanzar temperaturas de hasta 1000°C en el receptor. En el punto focal de estos espejos se monta un motor Stirling, para convertir el calor en electricidad consiguiendo un rendimiento del 30-40%. Como ventaja añadida, el calor residual puede ser reaprovechado por cogeneración. La concentración de la luz del sol se puede lograr por varias técnicas por ejemplo la mostrada en la ilustración siguiente:



**FIGURA 5. COLECTOR PARABÓLICO RECEPTOR DE FOCO PUNTUAL (DISCO STIRLING).**

El factor máximo teórico para la concentración de la luz solar en cualquier tipo de sistema es 46.211. Es finito puesto que el sol no es realmente una fuente de radiación puntual, sino que varía su posición continuamente. La temperatura máxima que puede ser alcanzada de la concentración de luz solar es igual a la temperatura superficial del sol o sea de unos 5500°C. Si el factor de concentración es más bajo, la temperatura máxima disminuye. Sin embargo, los sistemas reales, lógicamente, no alcanzan estos máximos teóricos de temperatura. Esto se debe a que no es posible construir un sistema absolutamente exacto, y además los sistemas que transportan el calor a los usuarios, también reducen la temperatura del receptor. Si el proceso del traspaso térmico se detiene el colector puede alcanzar temperaturas extremadamente altas.

### **1.6.3 FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES SOLARES TERMICAS**

#### **1.6.3.1 Central Solar Térmica de Torre**

Las centrales eléctricas térmicas solares de torre, también conocidas como sistemas de receptor central, poseen grandes espejos con sistemas de seguimiento al Sol con dos ejes que se instalan alrededor de la citada torre. Estos espejos levemente curvados también son llamados helióstatos; un ordenador calcula la posición ideal para cada uno de estos espejos (hay que recordar que el movimiento del sol en una determinada latitud y para una época del año y un día concretos está totalmente determinado), y un

mecanismo impulsado por un motor lo orienta hacia el sol consiguiendo así el máximo aprovechamiento de las horas de luz natural diarias. Existen dos configuraciones básicas:

**El primer caso:** Los helióstatos rodean completamente a la torre central (cilíndrica y de superficie con alta conductividad térmica).

**El segundo caso:** Los helióstatos están colocados al norte o sur de la torre receptora, como la de la figura 6:

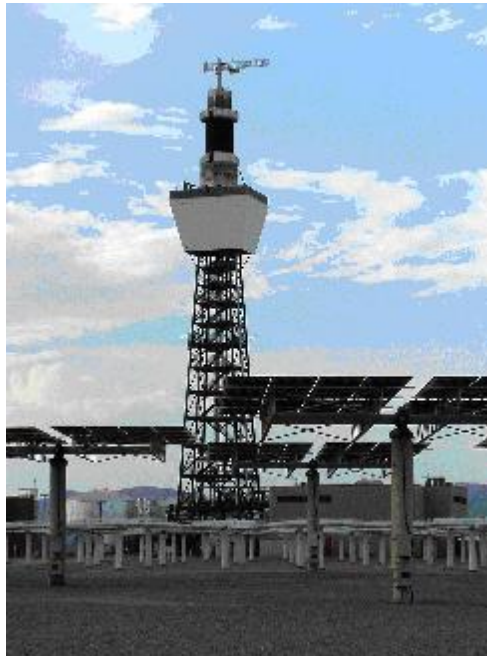


FIGURA 6. ESPEJOS, TORRE Y ABSORBEDOR DE CALOR.

Por tanto, una central de torre está compuesta por un sistema concentrador o campo de helióstatos, que capta y concentra la componente directa de la radiación solar sobre un receptor (donde se produce la conversión de la energía radiante en energía térmica) que suele instalarse en la parte superior de una torre. El sistema debe ser muy exacto para asegurar que la luz del sol esté realmente centrada en la punta de la torre y conseguir así que el sistema sea todo lo eficiente que se necesita. Es allí

donde está localizado el receptor, el cual se calienta hasta temperaturas de 1000°C o más y que es el encargado de transmitir el calor a otra parte de la central.

Para transportar el calor obtenido en el receptor desde este hasta el generador de vapor se pueden utilizar diversos fluidos de trabajo que pueden ser, entre otros: aire caliente, vapor de agua (el generador de vapor es inexistente en este tipo de centrales), sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología. Una vez transportado el calor hasta el generador de vapor se produce vapor de agua sobrecalentado, el cual acciona una turbina y esta, a su vez, un generador eléctrico, al igual que en el caso de las centrales eléctricas convencionales.

El proceso productivo que conduce a la obtención de energía eléctrica a partir de la energía solar es el siguiente:

- i. El campo de helióstatos concentra la radiación solar en el receptor de cavidad, situado en la parte alta de una torre.
- ii. El receptor produce vapor saturado a 250°C y 40 bar. Para alimentar un calderín, que puede considerarse como un pequeño sistema de almacenamiento térmico.
- iii. El vapor es enviado al turbogenerador, donde se expande con objeto de producir energía eléctrica. En la zona de alta y baja presión de la turbina se dispondrá de un separador de humedad. A la salida del turbogenerador, el vapor se lleva a un condensador de torre refrigerado por agua.
- iv. Del condensador se vuelve a llevar al receptor cerrando de esta manera el circuito. La salida del condensador es

precalentada con dos extracciones de la caldera a diferentes presiones (16 y 0,8 bar.) y con una extracción del receptor, hasta obtener 245°C.

- v. Para los periodos transitorios, en que el receptor solar no de todo el calor necesario por ejemplo por el paso de nubes, se dispondrá de un sistema de almacenamiento térmico. Durante la operación normal de la planta, y principalmente durante los periodos en los que se produzcan en el receptor puntas de vapor que no puedan ser aprovechadas en el turbogenerador, se tomará una parte del vapor producido para cargar el sistema de almacenamiento. De esta manera cuando se produzca un transitorio, se descargará vapor que será enviado al turbogenerador para poder operar en condiciones del orden del 50% de la carga.

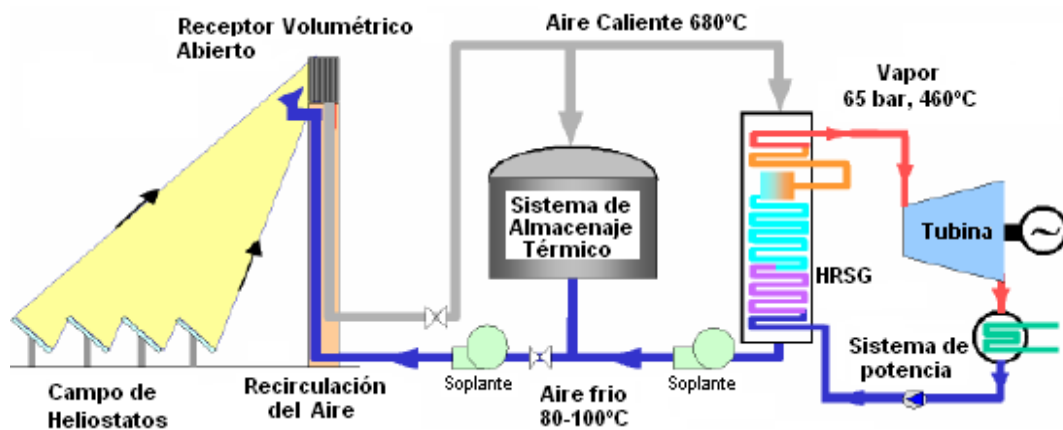
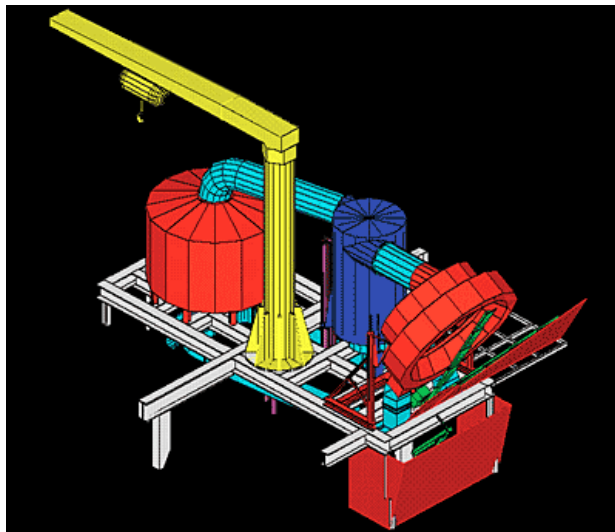


FIGURA 7. ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA SOLAR DE TORRE DE AIRE CALIENTE.

**Como se ha señalado en el apartado anterior, se pueden identificar dos tipos de central Clasificándolas por su tipo de receptor:**

### ***1.6.3.1.1 Receptor Volumétrico Abierto***

El primer tipo de torre solar que veremos utiliza el concepto de receptor volumétrico abierto. En este, un soplador transporta el aire del ambiente haciéndolo pasar a través del receptor, el cual es calentado por la luz del sol reflejada. El receptor está compuesto por una malla de alambre, materiales cerámico o metálico creando una estructura en forma de panel, la cual es atravesada por aire que se calienta hasta temperaturas entre los 650°C y 850°C. En la parte delantera, el aire frío entrante refresca la superficie del receptor. Por lo tanto, la estructura volumétrica produce las temperaturas más altas dentro del receptor, reduciendo las pérdidas por radiación térmica en la superficie de este. Luego, el aire ya caliente alcanza la caldera, donde se produce el vapor. Consta también de un quemador y un sistema de almacenaje térmico que pueden garantizar así la capacidad en este tipo de central.



**FIGURA 8. VISTA ARTÍSTICA DEL RECEPTOR DE LA TORRE CESA-I UBICADO A UN NIVEL DE 80 M. A LA DERECHA E INCLINADO SE PUEDE OBSERVAR EL RECEPTOR SOLAR, EN LA PARTE CENTRAL LA GRÚA.**

### ***1.6.3.1.2 Receptor de Aire Presurizado***

El concepto de receptor volumétrico de aire presurizado ofrece nuevas oportunidades a las plantas solares térmicas de torre. Un compresor, colocado a la entrada del aire en el absorbedor o receptor de calor, presuriza

el aire hasta cerca de 15 bar; una bóveda de cristal transparente cubre el receptor y separa de este modo el absorbedor del ambiente. Dentro del receptor, el aire presurizado se calienta pudiendo alcanzar temperaturas de hasta 1100°C el paso siguiente consiste en que el aire caliente accione una turbina de gas. Esta turbina está conectada con un compresor y un generador con el que se consigue producir electricidad.

El exceso de calor de la turbina de gas va a una caldera y además impulsa un proceso ciclo de vapor. El proceso combinado de la turbina de gas y de vapor puede alcanzar eficiencias por encima del 50%, mientras que la eficiencia de un ciclo de turbina de vapor simple es de solamente el 35%. Esto permite obtener sistema solares con eficiencias superiores al 20%.

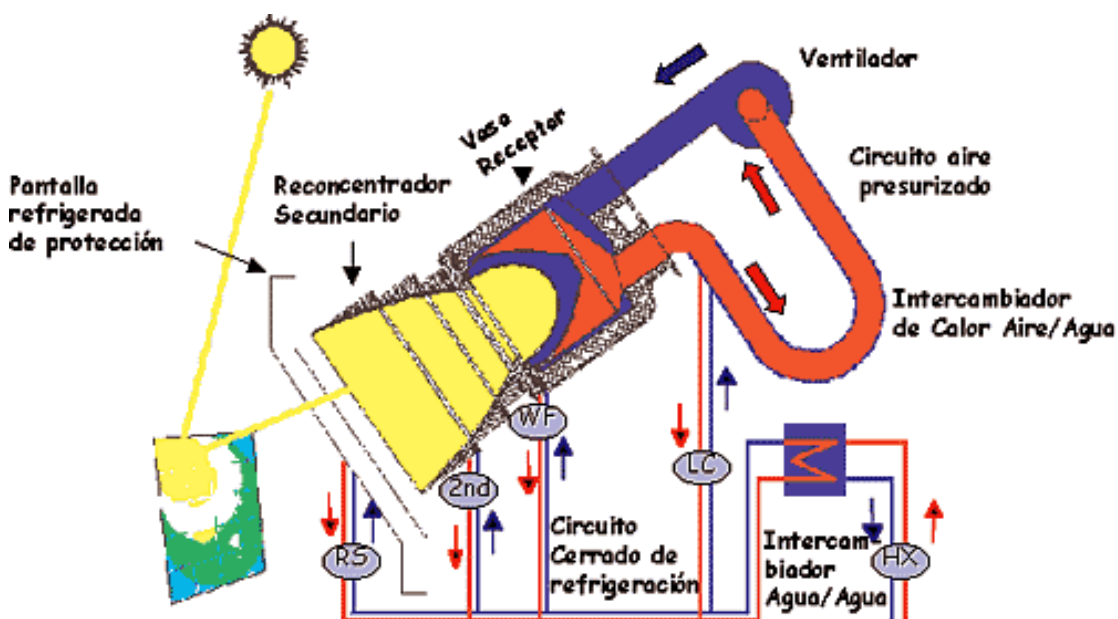


FIGURA 9. DETALLE DEL RECEPTOR DE AIRE PRESURIZADO VOLUMÉTRICO SITUADO EN LA CAVIDAD DEL NIVEL DE 60 M DE LA TORRE CESA-I.



#### 1.6.4 CENTRALES TÉRMICAS SOLARES PARABÓLICAS DE CANAL O CCP

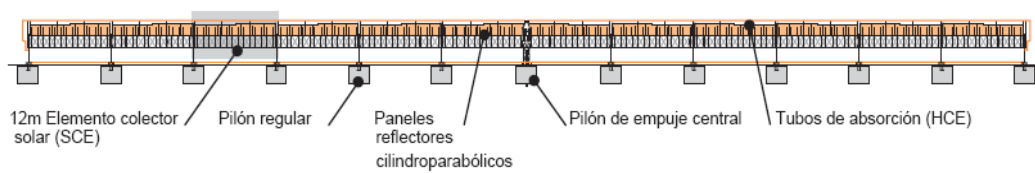
La diferencia de las centrales parabólicas de canal con las de torre radica en el modo de recolectar la energía solar. En lugar de helióstatos se emplean grandes espejos curvados de forma cilindro parabólica denominados colectores (pueden concentrar la luz del sol en un factor de 80) que se colocan formando una larga fila sobre la línea focal de los espejos que puede ir desde los trescientos a los seiscientos metros, y a su vez se instalan múltiples filas paralelas formando así un campo de colectores solares. Además, estos colectores poseen sistemas de seguimiento de un eje para seguir al sol.



FIGURA 10. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN Y TRAYECTORIA DIARIA DE UN COLECTOR PARABÓLICO.

Los sistemas parabólicos típicamente tienen una línea focal horizontal simple y por lo tanto rastrean el sol a lo largo de un solo eje, ya sea norte-sur o este-oeste. Una orientación norte-sur provee un poco más de energía anual que la este-oeste, pero el potencial en invierno es menor en latitudes medianas. En contraste, una orientación este-oeste provee un producto más constante a través del año.

En la línea focal de las parabólicas se encuentra un tubo de absorción metálico que recibe los rayos concentrados del Sol, esta tubería generalmente se embute dentro de un tubo de cristal al vacío para reducir pérdidas de calor y conseguir de este modo un mayor aprovechamiento de la energía solar. Esto se mejora con una capa selectiva especial, resistente a altas temperaturas, que reduce las pérdidas por radiación de calor.



**FIGURA 11. VISTA LATERAL DE UNA UNIDAD COLECTORA ET150. EURO COLECTOR DE 150M DE LARGO.**

*En estos sistemas se utiliza aceite térmico o algún otro fluido de transferencia térmica para atravesar el tubo de absorción e iniciar de esta manera el proceso que permitirá generar energía, que es un proceso similar al de las centrales de torre. Este tubo calienta al aceite hasta casi 400°C, y un intercambiador de calor transfiere el calor del aceite térmico a un ciclo de generación de vapor (también conocido como ciclo Rankin). Una bomba de alimentación pone al agua bajo presión. Luego, un precalentador o economizador, un vaporizador y un sobrecalentador que producen vapor sobrecalentado. Este vapor se expande en una turbina de dos etapas; entre las piezas de alta presión y de baja presión de esta turbina se encuentra un recalentador, que calienta el vapor nuevamente. La turbina conduce a un generador eléctrico que convierte la energía mecánica en energía eléctrica; el condensador detrás de la turbina condensa el vapor de agua nuevamente, lo que cierra el ciclo en la bomba de alimentación.*

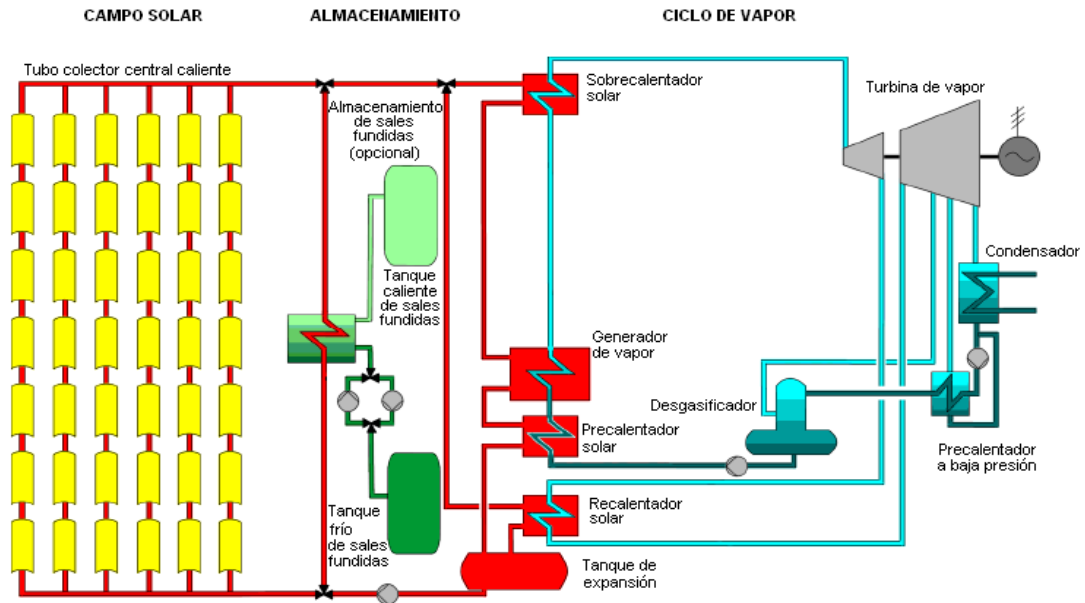


FIGURA 12. ESQUEMA DEL FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA SOLAR PARABÓLICA DE CANAL.

También existe la posibilidad de conseguir producir vapor sobrecalentado directamente usando los colectores solares, utilizando una tecnología más avanzada. Esto hace que el aceite térmico sea innecesario; y también reduce los costes de operación de la central ya que el aceite térmico es relativamente costoso y los intercambiadores de calor dejan de ser necesarios. Sin embargo, aunque en un futuro se empleará este método, la generación solar directa de vapor mediante este tipo de tecnología se encuentra todavía en su etapa de desarrollo.

#### 1.6.4.1 Eficiencia de las Centrales Eléctricas Parabólicas de Canal

La eficiencia de una central eléctrica solar térmica es el producto de la eficiencia del colector, la eficiencia del campo y de la eficiencia del ciclo de vapor. La eficiencia del colector depende del ángulo de incidencia de la luz del sol y de la temperatura en el tubo de absorción, y puede alcanzar valores de hasta el 75%. Las pérdidas en el campo son generalmente menores del 10%. En conjunto, las centrales eléctricas solares termales de canal pueden alcanzar eficiencia anual de cerca del 15%. La eficiencia del ciclo de vapor está cerca del 35% y tiene la influencia más significativa. Los sistemas con receptores centrales tales como las plantas solares térmicas de torre pueden

alcanzar temperaturas más altas y por lo tanto alcanzar eficiencias más altas, por lo que es más recomendable su uso respecto a este tipo de central.



**FIGURA 13. CAMPO DE ESPEJOS COLECTORES PARABÓLICOS DE CANAL.**

### **1.6.5 CENTRALES TÉRMICAS SOLARES DE DISCO PARABÓLICO**

Otra variedad de centrales solares térmicas de alta concentración son los llamados discos parabólicos. En estos un espejo cóncavo parabólico (el plato o disco), a modo de colector, concentra la luz del sol; el espejo cuenta con un sistema de rastreo de dos ejes y debe poder seguir al sol con un alto grado de exactitud para alcanzar eficacias altas concentrando la luz solar en un receptor situado en el foco de la parábola, en el que se ubica un receptor o también la energía puede ser conducida mediante tuberías a una central de conversión. Son los más eficientes de todos los colectores, tienen radios de concentración de alrededor de 600 a 2000, pueden alcanzar temperaturas superiores a los 1500° C. Este tipo de sistema usa como fluido aceite o vapor de agua.

Los sistemas de plato parabólico llamados Dish-Stirling, se pueden utilizar para generar electricidad en rango de los kilovatios. El calor

absorbido acciona un motor Stirling, que convierte el calor en energía cinética y acciona un generador eléctrico.

Un motor Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. A su vez este motor utiliza una fuente de calor externa lo que permite emplear un gran número de fuentes de energía por ejemplo energía nuclear, combustibles fósiles o energía solar.



**FIGURA 14. DETALLES DE LOS TRES MODELOS DE “DISH-STIRLING” QUE SE PUEDEN ENCONTRAR EN EL MERCADO.**

Si no hay suficiente luz de sol disponible, se puede utilizar el calor de la combustión de combustibles fósiles o de bio-combustibles para accionar el motor Stirling y generar electricidad. Se han probado con éxito algunos prototipos de este tipo de sistemas, pudiendo alcanzar una eficiencia del 20% e incluso superior. Sin embargo, los costos de la producción eléctrica de estos sistemas son mucho más altos que para las centrales eléctricas de canal o torre, y solamente mediante la producción en serie pueden alcanzarse otras reducciones de costos significativas.

### **1.6.6 REQUISITOS BÁSICOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA CENTRAL TERMOSOLAR**

Para la instalación de plantas de tecnología termosolar, existen ciertos requerimientos vitales para que funcione correctamente:

**El clima.** La viabilidad económica de un proyecto termosolar *depende de forma directa de los valores de irradiación solar directa* que se registran anualmente en la zona considerada para la implantación, por lo que normalmente este tipo de centrales se instalan en zonas cálidas y muy soleadas.

**La orografía.** Una superficie plana facilita las labores de diseño y construcción del campo solar, ya que se evitan las sombras que pudiese provocar un terreno ondulado.

**Disponibilidad de agua.**

En este caso de la disponibilidad del agua, depende estrictamente del tipo de colector se utilice.

**Disponibilidad de conexión eléctrica a la red.**

Para saber cuál es el colector más apropiado para Ecuador se debe comparar las características, ventajas y desventajas de cada uno de ellos, pero además es necesario conocer algunos requisitos para su instalación.

A continuación se muestra una tabla-resumen en la que se comparan las principales características de las tecnologías vistas hasta ahora para el desarrollo de centrales termo-solares.

PARÁMETRO	TECNOLOGIA DE CONCENTRACIÓN SOLAR		
	Cilindro Parabólico.	Receptor central	Disco Parabólico
Carac. del sitio /rad. solar requerida	Generalmente sitios con una concentración solar mayor a $1800 \text{ KWh/m}^2$		
Requerimiento de tierra	Típicamente de 5 a 7 acres por cada MW		
Potencia	30 – 80 MW	10 – 200 MW	5 – 25 KW
Temp. operación	390°	565°	800°
Factor de cap-anual	23 – 50%	20 – 77%	25%
Eficiencia Pico	20%	23%	29,4%

Eficiencia neta anual	11 – 16%	7 – 20%	11 – 25%
Estado comercial	Disponible	Demostración	Prototipos- demostración
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento	Limitado	Si	Baterías
Diseños Híbridos	Si	Si	Si

TABLA 1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE TECNOLOGÍAS SOLARES

## 1.6.7 TIPOS DE CONCENTRADORES SOLARES

### 1.6.7.1 Concentradores/Stirling

Actualmente existen varios modelos de Concentradores/Stirling en fase prototipo, pero solo algunos siguen en desarrollo. De ellos, se construyó la Tabla 2, a modo de resumen.

De ellos actualmente solo el EuroDish de SBP, fabricación Alemana/Española y el equipo de la SES tienen factibilidad de producción. Actualmente la SES esta con dedicación exclusiva para el mercado norteamericano (plantas de 500 - 800 MW) por lo que no están en condiciones de comercializar un equipo fuera de su país.

Por otro lado, la SBP está disponible para fabricar dispositivos para países excluida España, debido a la negativa del gobierno español de fabricar una planta de generación con esta tecnología solar. Se prefirió la tecnología “Solar through”.



# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

Concentrador	SAIC STM System	SBP System	SES System	WGA, Mod 1 ADDS System	WGA ,Mod 2 Remote System
Tipo	Aproximado	Parabólico	Aproximado	Parabólico	Parabólico
Nº de espejos	16	12	82	32	24
Área Espejada $m^2$	117.2	60	91.0	42.9	42.9
Área Proyectada $m^2$	113.5	56.7	87.7	41.2	41.2
Reflectividad	0.95	0.94	0.91	0.94	0.94
Alto $m$	15.0	10.1	11.9	8.8	8.8
Ancho $m$	14.8	10.4	11.3	8.8	8.8
Peso $kg$	8.172	3.980	6.760	2.864	2.481
Control de seguimiento	Lazo abierto/cerrado	Lazo abierto	Lazo abierto	Lazo abierto/cerrado	Lazo abierto/cerrado
Punto focal $m$	12.0	4.5	7.45	5.45	5.45
Eficiencia de colector	0.90	0.93	0.97	0.99	0.99
Concentración máxima	2.500:1	12.730:1	7.500:1	11.000:1	13.000:1
Motor/receptor	SAIC STM	SBP	SES	WGA ADDS	WGA Remote
Diámetro de apertura $cm$	38	15	20	14	14
Motor:	STM 4-120	SOLO 161	Kockums/SES 4-95	SOLO 161	SOLO 161
Tipo	doble acción cinético	cinético	cinético	cinético	cinético
No. de cilindros	4	2	4	2	2
Cilindrada $cc$	480	160	380	160	160
Velocidad de trabajo $rpm$	2.200	1.500	1.800	1.800	800 – 1.890
Fluido de operación	hidrógeno	helio	hidrógeno	hidrógeno	hidrógeno
generador	3 $\phi$ /480v/Ind.	3 $\phi$ /480v/Ind.	3 $\phi$ /480v/Ind.	3 $\phi$ /480v/Ind.	3 $\phi$ /480v/sincrono.
Información del sistema	SAIC STM	SBP	SES	WGA ADDS	WGA Remote
Sistemas Construidos	5	11	5	1	1
Horas de operación en sol.	6.360	40.000	25.050	4.000	400
Potencia neta $kW$	22	10	25	9.5	81
Potencia máxima $kW$	22,9	8,5	25,3	11.0	8
Eficiencia máxima conectado a la red	20 %	19 %	29,40 %	24,50 %	22,50 %
Eficiencia Anual	14,50 %	15,70 %	24,60 %	18,90 %	N/A
Producción Anual $MWh$	36,609	20,252	48,129	17,353	N/A

**TABLA 2 COMPARACIÓN ENTRE LOS 5 SISTEMAS; FUENTE: JOURNAL OF SOLAR ENERGY ENGINEERING.**

En la figura 15, se muestra el último diseño de concentrador fabricado para el proyecto EuroDish. Este concentrador fue optimizado para reducir los costos de fabricación. El concentrador está basado en un innovador diseño de fibra de vidrio reforzada por resina, la cual está dispuesta sobre una estructura de fierro en forma de anillo. El diseño también fue pensado para reducir los costos de transporte, para lo cual se dividió el concentrador en 12 piezas iguales para ser capaces de entrar en un container estándar.





**FIGURA 15. LA FOTO CORRESPONDE A DOS MÓDULOS EURODISH COMPUESTOS POR UN CONCENTRADOR DE DISEÑO ESPAÑOL Y UN MOTOR SOLO V161.**

El motor de este concentrador es una modificación de un motor Stirling comercial (SOLO 161) fabricado en serie por la empresa alemana SOLO, por lo que presenta un desempeño probado por la industria. Esta modificación consiste en la posibilidad de usar en forma simultánea tanto calor solar y el calor proveniente de la combustión de biogás o de cualquier hidrocarburo, dado las aplicaciones y el grado de desarrollo es considerado el motor más confiable en el rango de los 10 kW.

Este conjunto motor generador cuenta con generador asincrónico lo que le permite iniciar la partida, sin necesidad de recurrir a un motor de partida. Luego este comienza a generar en un régimen permanente con un factor de potencia 0,85 (sin control de reactivos).

Este modelo posee un diámetro de 8,5m y es capaz de generar 10 kWe cuando recibe una radiación solar de 800 W/m<sup>2</sup>.

#### **1.6.7.2 Colectores Cilindro Parabólicos**

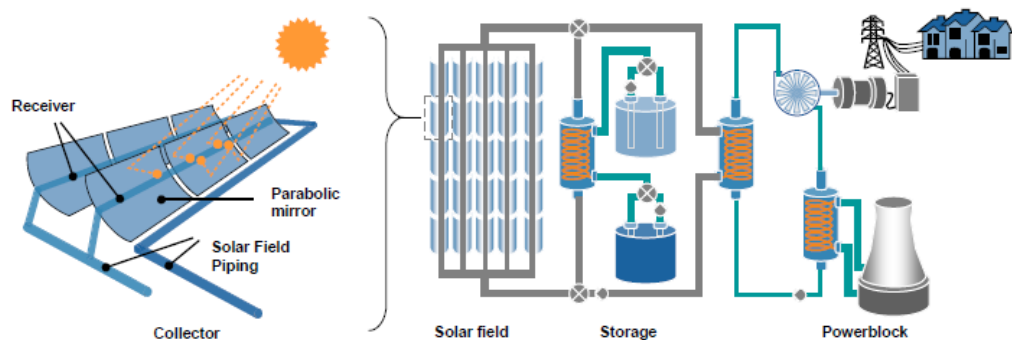
Los colectores cilindro parabólicos son captadores solares de concentración que calientan un fluido de trabajo mediante la conversión de radiación directa en energía térmica. En estos sistemas la relación de concentración suele ser de aproximadamente 80%. Este valor permitiría temperaturas de trabajo de hasta 500°C, con un buen rendimiento

combinado óptico y térmico, pero, en la actualidad, está siendo mayoritariamente empleado como fluido de trabajo aceites sintéticos cuya máxima temperatura permitida, para evitar su degradación, es cercana a 400°C.

Por ello se están intentando desarrollar sistemas que permitan trabajar con agua-vapor o con sales fundidas para elevar el rendimiento global de conversión de la energía solar en electricidad y que, en las centrales actuales, está cercano al 15%.

Los canales parabólicos se disponen habitualmente en la dirección Norte-Sur o Sur-Norte dependiendo del hemisferio, por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

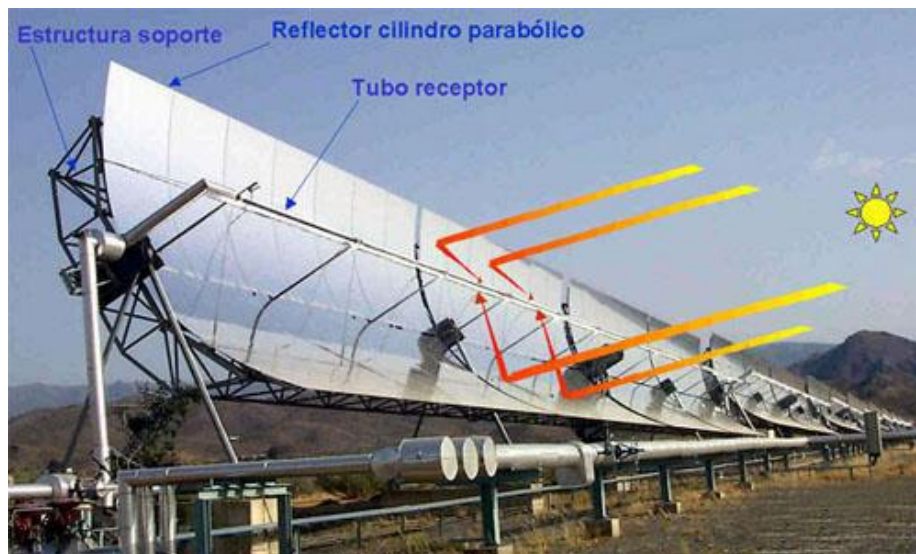
El diagrama de bloques de una central de canales parabólicos con sistema de almacenamiento muestra que el fluido primario que circula por los tubos absorbentes tiene la posibilidad de ir, total o parcialmente, al generador de vapor para que se genere electricidad en el alternador conectado solidariamente a la turbina, o bien al sistema de almacenamiento, en donde entregará su energía a las sales fundidas que pasarían, en este modo de operación, del tanque frío al caliente.



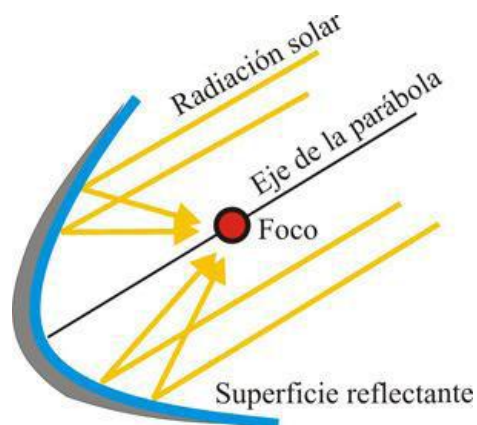
**FIGURA 16. DIAGRAMA DE BLOQUES DE UNA CENTRAL DE CANALES PARABÓLICOS.**

**1.6.7.2.1 Componentes del Sistema**

- La cimentación y la estructura soporte.
- Reflector o Concentrador cilindro parabólico.
- Tubo absorbedor o receptor.
- Sistema de seguimiento solar.
- Fluido de transferencia.



**FIGURA 17. COMPONENTES DEL SISTEMA.**



**FIGURA 18. SEGUIMIENTO DE RAYOS DE UN CCP.**

**a. La Cimentación y La Estructura de Soporte**

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Las cargas del colector son función de sus dimensiones y características estructurales, que se traducirán en un peso y en una carga de viento. Otro elemento importante es el tipo de terreno.

La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que hace de interface con la cimentación del propio colector. Hasta el momento las estructuras empleadas para colectores cilindro parabólicos son todas metálicas.

Para construir la estructura de la parábola se utilizan dos técnicas preferentemente, la espacial y la de tubo central o torque tube. En la figura 19, se muestran las secciones transversales de los colectores LS-2 y LS-3.

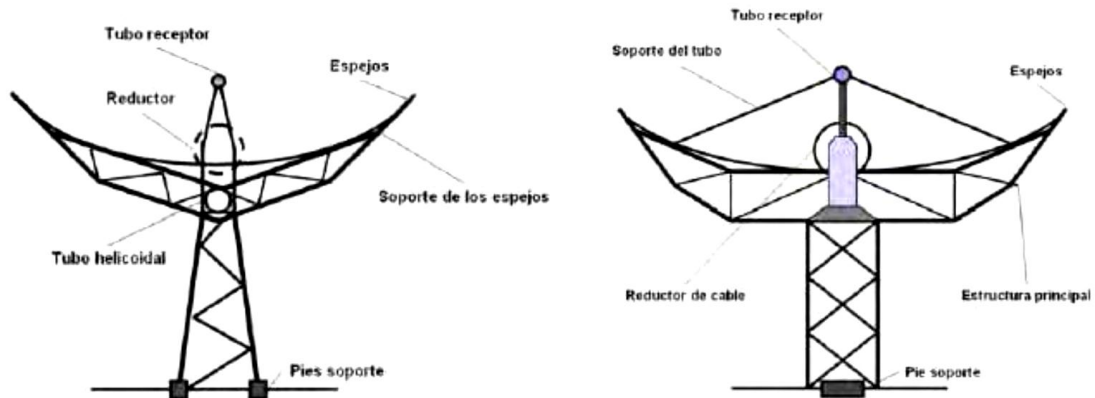


FIGURA 19. SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS COLECTORES LS-2 Y LS-3 RESPECTIVAMENTE.

La primera es la que se utiliza en los colectores LS-3, Senertrough y CS XXI entre otros y la segunda, la que se utilizaba en los colectores LS-1 y LS-2 durante los años 80 y que ha evolucionado en colectores como el Eurotrough, Solargenix, SKAL-ET, etc.

Debido a la incertidumbre de la mejor implementación y capital actualmente existen diseños bajo desarrollo como es el Eurotrough. Este

proyecto pertenece a un grupo de empresas y de laboratorios de investigación europeos (Inabensa, Fitchner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat, DLR, 58 Solel, CRES).

El colector Eurotrough utiliza la filosofía de tubo central, pero en lugar de montar un tubo helicoidal, es una estructura cuadrada longitudinal (armazón soporte o torque box) la que realiza los principales esfuerzos.



FIGURA 21. COLECTOR TIPO TORQUE TUVE.



FIGURA 20. COLECTOR TIPO TORQUE BOX.

### **b. El Concentrador Cilindro Parabólico**

La misión del concentrador es reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal de la parábola formada por el propio concentrador.

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le aporta la rigidez necesaria. Estos medios de soporte pueden ser chapa metálica, plástico o, en mayor medida, cristal. En el caso de usar chapa metálica, lo habitual es que el mismo material tenga la doble función de soporte y reflectante. La principal ventaja de este sistema es su bajo costo. Sin embargo, debido a que la reflectividad del aluminio se deteriora con rapidez a la intemperie, no suelen utilizarse para aplicaciones industriales donde se requiera gran durabilidad.

La opción que más se utiliza es sin duda, emplear vidrio como medio de soporte. En este caso, sobre la cara posterior del vidrio se deposita una

fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi.

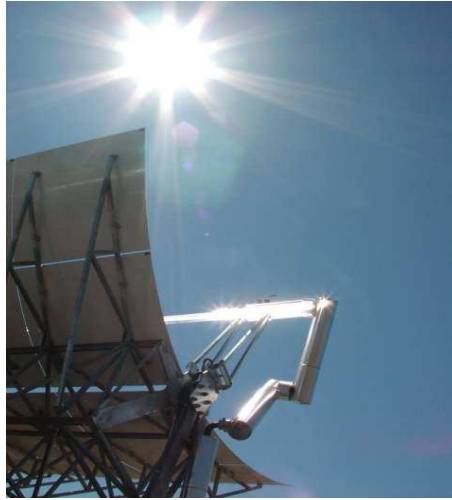


FIGURA 22. PERFIL DE UN CONCENTRADOR.

### c. El Tubo Absorbedor

El tubo absorbedor es el encargado de convertir la radiación solar concentrada en la energía térmica que transporta el fluido de trabajo. Se encuentra ubicado en la línea focal del colector, sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte. Es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del colector. Está constituido por dos tubos concéntricos: uno interior metálico, por el que circula el fluido de trabajo y otro exterior de cristal.

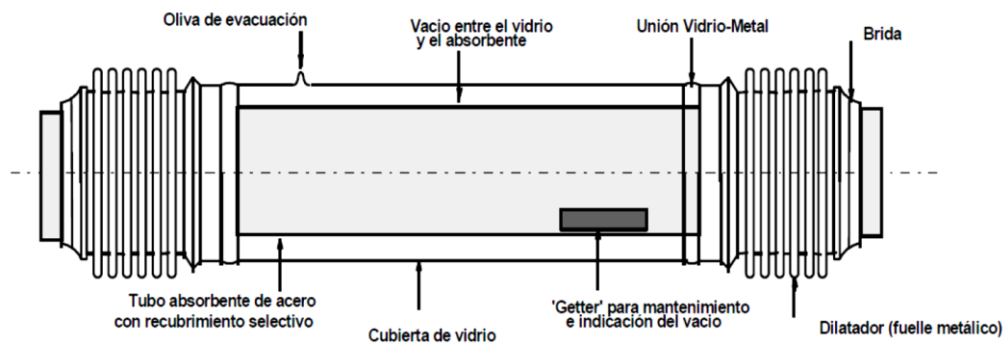


FIGURA 23. ESQUEMA DE UN TUBO ABSORBEDOR.



El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que le proporciona una elevada asertividad (~94%) y una baja emisividad (~15%), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico.

El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: *la fundamental es reducir las pérdidas térmicas por convección. Además se encarga de proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas.* Este tubo suele llevar un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad y, consecuentemente, el rendimiento óptico del colector.

Los extremos del tubo de vidrio van unidos, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. Al conjunto de los dos tubos se le hace el vacío y de este modo se logra que exista un espacio anular estanco entre el tubo interior metálico y el tubo exterior de vidrio, que actúa como protector de la superficie selectiva a la vez que, ayudado por el fuelle metálico, se compensa la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal.



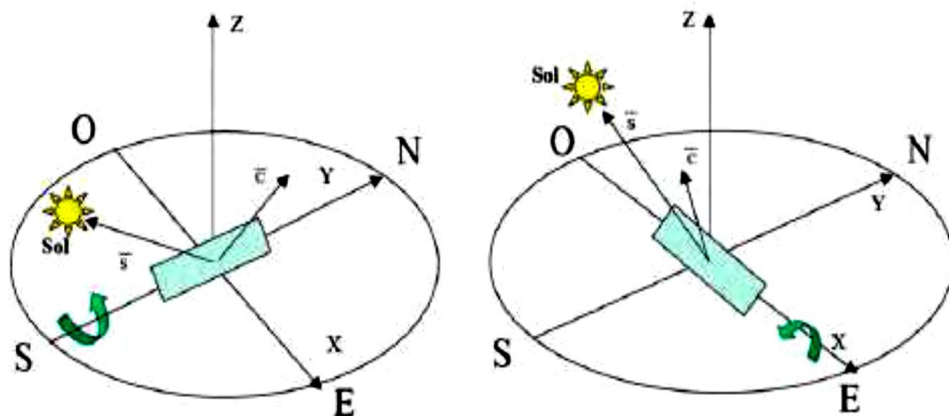
**ILUSTRACIÓN 1. TUBOS ABSORBEDORES SOLDADOS.**

Para asegurar el vacío en el espacio anular, se colocan adheridas al tubo metálico unas piezas pequeñas, denominadas getters, que tienen por misión absorber las moléculas procedentes de la degradación del aceite

térmico que, debido a que las paredes del tubo metálico no son absolutamente impermeables, penetran en dicho espacio provocando pérdidas de vacío.

#### **d. El Sistema de Seguimiento Solar**

Para poder concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, el colector debe estar enfocado al Sol permanentemente, para lo cual necesita un mecanismo de seguimiento solar que cambie la posición del colector según el movimiento aparente del Sol en el cielo. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira la estructura completa alrededor de un eje. Como norma general, las filas de colectores se alinean de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur. La figura 24, muestra las dos orientaciones más usuales.



**FIGURA 24. ORIENTACIÓN NORTE-SUR (LA MÁS HABITUAL) Y ESTE-OESTE.**

Básicamente se distinguen dos tipos de accionamiento en dicho sistema, bien eléctrico (para colectores de un tamaño pequeño-mediano) o bien hidráulico (para colectores de mayor tamaño que requieren altos pares de giro en el eje para producir el movimiento), que se encargan de mover el colector de acuerdo con la posición del Sol. Con el fin de abaratar costos y simplificar la construcción del colector CCP, un solo mecanismo de accionamiento debe de ser capaz de mover varios módulos concentradores conectados en serie y operados conjuntamente como un solo elemento.





FIGURA 25. VISTAS FRONTAL Y TRASERA DE UNA UNIDAD DE SEGUIMIENTO SOLAR.

#### e. Fluido de Transferencia

Los colectores cilindro parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido calorífero empleado determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia. Una de las ventajas de la tecnología de colectores cilindro parabólicos es su capacidad para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en periodos de no-insolación. Este almacenamiento implica un sobredimensionamiento del campo solar y aumento del factor de capacidad anual de la planta.

Una comparación a tener en cuenta entre las distintas opciones de diseño, es que el factor anual de capacidad sin almacenamiento térmico es del 25%, mientras que un campo con almacenamiento térmico tiene un factor anual de capacidad del 50%. La temperatura de operación en los colectores oscila entre 150 °C y 400°C, a más temperatura las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento.

El fluido de trabajo que se considera debido a las temperaturas necesarias es aceite, para este tipo de fluido las presiones requeridas en las

tuberías son muchos menores en comparación con agua como fluido de trabajo, en el que es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esta ventaja de necesitar que la presión en las tuberías sea menor debido a que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua, simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

El aceite más utilizado en plantas termo solares de colectores cilindro parabólicos, es el Therminol VP-1. Este aceite sintético trabaja bien a 400°C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12°C, lo que obliga a mantener a todo el circuito a una temperatura superior a 12°C de forma permanente.

**1.6.8 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS CENTRALES SOLARES TÉRMICAS**

	<b>CCP</b>	<b>Receptor Central</b>	<b>Disco Parabólico</b>
<b>APLICACIONES</b>	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura (unidad mayor construida hasta la fecha 10MWe).	Centrales conectadas a la red, calor de proceso (unidad mayor construida hasta la fecha: 80MWe).	Aplicaciones independientes o pequeños sistemas eléctricos aislados (unidad mayor construida hasta la fecha 25KWe).
<b>VENTAJAS</b>	<p>Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión solar operando a temperaturas de hasta 1000°C potenciales (565°C probados a 10 MW).</p> <p>Almacenamiento a altas Temperaturas (°C)</p>	<p>Comercialmente disponible más de 10.000 millones de KW*h de experiencia operacional; operan a temperaturas potencial de hasta 500°C (400°C probados comercialmente).</p> <p>Rendimiento anual comercial probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red.</p> <p>Costos de Inversión y operación comercialmente probados.</p> <p>Modularidad y Mejor Empleo del Terreno.</p> <p>Demanda de material más baja. Concepto hibrido probado. Capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Eficiencia de conversión muy alta máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30%.</p> <p>Modularidad Operación hibrida posible.</p> <p>Experiencia operacional de los primeros prototipos.</p>

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

<b>DESVENTAJAS</b>	Valores de rendimiento anual proyectados, costos de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial.	El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C lo que origina calidades de vapor moderadas.  Mucho terreno y Agua.	Fiabilidad tiene que mejorar.  Todavía por conseguir los costos proyectados de producción.
--------------------	---	---	--

**TABLA 3 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE ELECTRICIDAD SOLAR TÉRMICA.**

### 1.6.9 ELECCIÓN DEL COLECTOR SOLAR A UTILIZAR

De las características mencionadas por los diferentes fabricantes y tipos de centrales solares mencionadas anteriormente se procedió a adoptar el colector Eurotrough II, que se tomara como base para el análisis de este proyecto debido a que sus características técnicas se pueden acoplar al lugar en estudio.

Además cabe destacar que, Solargenix Energy ha desarrollado un nuevo colector cilindro parabólico, el diseño Solargenix, basado en estructura espacial de aluminio. Aunque es similar al del colector LS-2, el nuevo diseño es superior en términos de propiedades estructurales, peso, simplicidad de fabricación, resistencia a la corrosión y facilidad de instalación.

Colector	LS-1	LS-2	LS-3	Eurotrough	Solargenix
Estructura	Tubo soporte central (torque tube)	Tubo soporte central (torque tube)	Estructura espacial en "V"	Estructura espacial rectangular	Estructura espacial de aluminio
Apertura (m)	2.55	5	5.76	5.76	5
Distancia focal (m)	0.94	1.49	1.71	1.71	1.49
Longitud de un módulo (m)	6.3	8	12	12	8
Longitud de un colector (m)	50.2	49	99	150	49-65
Área de espejo por colector (m <sup>2</sup> )	128	235	545	817	235-313
Diámetro del receptor (m)	0.04	0.07	0.07	0.07	0.07
Concentración geométrica	61:1	71:1	82:1	82:1	71:1
Mecanismo de accionamiento	Mecánico	Mecánico	Hidráulico	Hidráulico	Mecánico o hidráulico
Peso (kg/m <sup>2</sup> )	n/a	29	33	29	24
Rendimiento óptico pico	71	76	80	80	80
Referencia	SEGS I y II	SEGS II-VII	SEGS V-IX	Andasol I y II	Nevada Solar One

**TABLA 4 PARÁMETROS DE LOS PRINCIPALES COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS.**

## **1.7 CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **1.7.1 INTRODUCCIÓN**

Dentro de las diferentes variantes de utilización de la energía solar, la fotovoltaica es la única que se convierte directamente en electricidad ya que esta absorbe la radiación proveniente del sol, es versátil, silenciosa, se instala fácilmente, incluso por partes, generando energía renovable inmediatamente y en la actualidad tiene poco riesgo tecnológico.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. *Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre.* A esta potencia se la conoce como irradiancia [3].

*Una desventaja importante que debe resolver la energía fotovoltaica es su costo.* En dependencia de las tecnologías de fabricación de los diversos paneles solares, el precio del KW/h fotovoltaico es de 6 a 10 veces superior al precio del KW/h producido por medios convencionales, sin embargo con el incremento de los volúmenes de producción de la energía fotovoltaica se reduce de manera importante los costos. La construcción de plantas de 10-20 MW de energía fotovoltaica conectadas a la red también hace disminuir los costos.

A pesar de que todavía es necesario continuar trabajando en proyectos de investigación y desarrollo tecnológico para mejorar las eficiencias de las celdas solares y reducir sus costos. El mercado fotovoltaico creció de los MW a los GW. Países como Alemania y España entraron en la era de los MW en el 2007 y 2008, respectivamente. Países como Japón, USA e Italia son potenciales candidatos a un mercado mayor a 1GW, mientras que países como Corea, Francia, Portugal, Australia y Holanda son candidatos a un mercado entre 100MW y 1GW.

### 1.7.2 LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica, también llamada fotocélula o célula fotoeléctrica, es un dispositivo eléctrico formado por metales sensibles a la luz que desprenden electrones cuando los fotones inciden sobre ellos, la parte expuesta a la radiación solar es la N y la parte situada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo. Convierten energía luminosa en energía eléctrica.

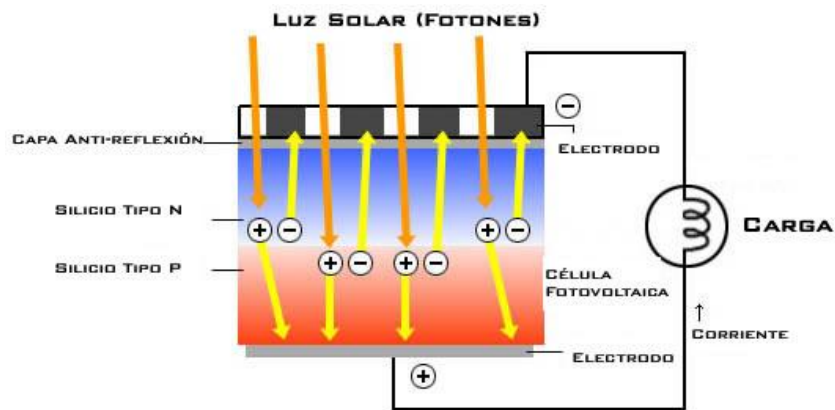


FIGURA 26 SECCIÓN DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA

*Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 cm<sup>2</sup>.*

Para la realización de las células, *el material actualmente más utilizado es el silicio utilizado por la industria electrónica, cuyo proceso de fabricación presenta costes muy altos, no justificados por el grado de pureza requerido para la fotovoltaica, que son inferiores a los necesarios en electrónica.*

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, periodo a partir del cual la potencia entregada disminuye.

### **1.7.3 FUNDAMENTOS FÍSICOS DE LAS CELDAS SOLARES**

#### **1.7.3.1 Efecto Fotovoltaico**

La conversión directa de la energía solar en energía eléctrica se debe al fenómeno físico de la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores, fenómeno conocido como efecto fotovoltaico.

El objeto físico en el que este fenómeno tiene lugar es la **célula solar**, *que no es otra cosa que un diodo unión p-n con la característica esencial de tener una superficie muy amplia (unas decenas de cm<sup>2</sup>).*

Para la transformación de la energía de la radiación solar en electricidad se requiere que se cumplan tres aspectos fundamentales:

- a. Existencia de una unión p-n.
- b. Incidencia de fotones igual o mayor que la banda prohibida del semiconductor.
- c. Producción de portadores de carga libre (Electrones y huecos).

En la celda solar ocurren los tres eventos antes mencionados. Al incidir luz sobre la misma genera un voltaje entre sus terminales y al mismo tiempo una corriente que circula por un circuito externo, produciendo una potencia  $P = I * V$  que puede ser empleada para energizar cualquier equipo, aparato o accesorio eléctrico.

*Nótese que en la celda solar no hay elementos móviles necesarios para la transformación como en los métodos convencionales, que ocurren en una central eléctrica, la transformación de la energía se da entonces de manera directa.*

### 1.7.3.2 Materiales Empleados en la fabricación de Celdas Solares

Las celdas solares para sistemas fotovoltaicos son producidas en muchos tipos de materiales, a estos los conforman los átomos de los elementos semiconductores.

La mayor parte del material que se emplea actualmente está basado en el silicio, además al ser este el elemento semiconductor más común de la naturaleza. El rasgo más distintivo de un semiconductor es su representación en los llamados esquemas de bandas. Estas bandas se ilustran esquemáticamente en la Figura 27.c

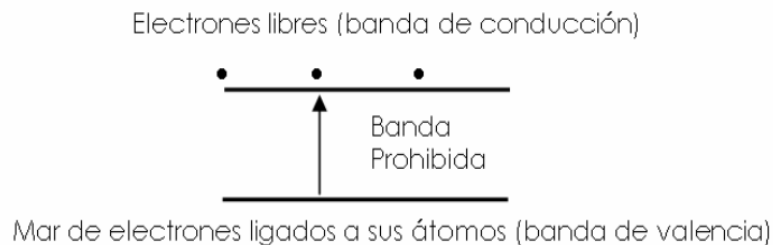


FIGURA 27 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL DIAGRAMA DE BANDAS DE UN SEMICONDUCTOR

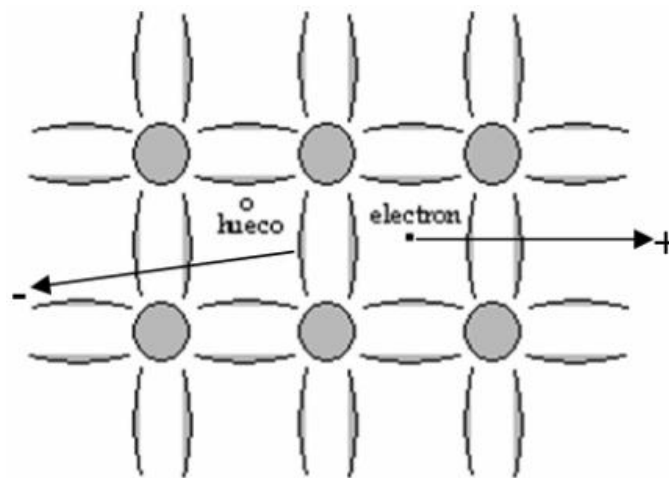
*Cuando el electrón de valencia rompe su enlace y pasa a la banda de conducción deja atrás un enlace suelto que puede ser ocupado por otro electrón que se encuentre en la banda de valencia. Este movimiento es equivalente al movimiento de una carga positiva a través del cristal. Es más conveniente analizar este espacio vacío, el cual se le llama **Hueco**, que el conjunto de los electrones restantes. El hueco es similar al electrón pero con carga positiva.*

El concepto de banda prohibida o “**Gap**” de energía es fundamental para el funcionamiento de una central solar. Para una eficiente operación de una célula solar las propiedades esenciales de los materiales semiconductores están caracterizadas por los siguientes parámetros:

- a. La banda prohibida

- b. El número de portadores de carga libre que contribuyen a la conducción
- c. Los procesos de generación y recombinación de los portadores libres cuando incide la luz.

En el siguiente grafico se muestra el movimiento de electrones y huecos libres bajo la acción de un campo eléctrico externo. Nótese que el electrón se mueve hacia el potencial positivo en tanto el hueco lo hace hacia el potencial negativo.



**FIGURA 28 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL MOVIMIENTO DE ELECTRONES Y HUECOS LIBRES BAJO LA ACCIÓN DE UN POTENCIAL APLICADO**

### **1.7.3.3 Descripción del Efecto Fotovoltaico en Celdas Solares**

Supongamos que un fotón (partícula que constituye un rayo solar), es decir, la radiación solar incidente entre en la región de tipo-p. Si el fotón tiene una energía mayor que la banda prohibida '**Gap**' energía mínima necesaria para romper un enlace del retículo del silicio, será absorbido y creará una pareja electrón-hueco.

Los pares electrón-hueco creados por la luz no generan en sí mismo una potencia eléctrica, porque para ello se necesita que aparezca un voltaje entre los terminales de la unión el cual surge mediante un proceso conocido como **efecto fotovoltaico**. El electrón liberado se moverá hacia la derecha a causa del potencial eléctrico.



En cambio, si un fotón entra en la zona n, el hueco creado se moverá hacia la izquierda, de manera que los portadores minoritarios (electrones en la región-p y huecos en la región-n) son los que gobiernan el mecanismo de conducción. Este flujo producirá una acumulación de cargas positivas en la izquierda y de cargas negativas en la derecha, dando origen a un campo eléctrico opuesto al creado por el mecanismo de difusión.

*Los pares electrón-hueco que arriban a la región del campo eléctrico de la unión p-n son separados por este, contribuyendo a la corriente. Los pares que no alcanzan la región de la unión p-n se recombinan y transforman su energía en calor.*

Bajo la condición de corto circuito ( $V = 0$ ) la corriente que fluye por el circuito exterior es la corriente generada por la luz  $I_L$ . Bajo condición de circuito abierto, aparecerá un voltaje en los extremos de la unión.

Finalmente, poniendo unos electrodos (contactos metálicos) sobre la superficie de la célula se puede utilizar el potencial creado.

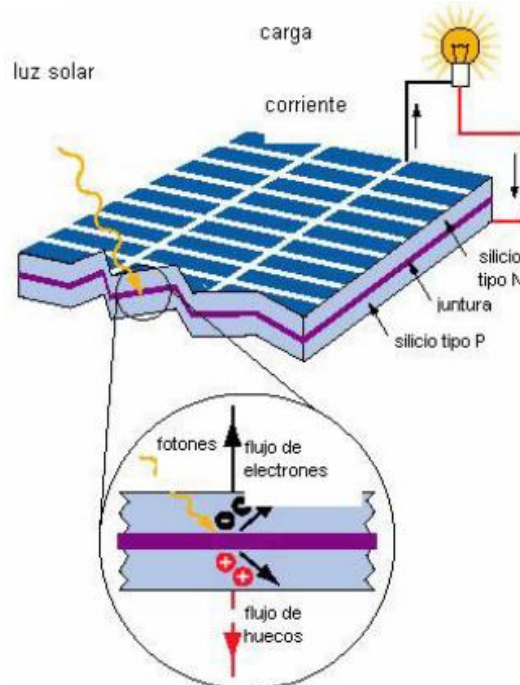


FIGURA 29 ESTRUCTURA DE UNA CELDA SOLAR DE SILICIO

De esta manera los mecanismos físicos básicos en la operación de una celda solar son:

- a. Creación en el semiconductor de pares electrón-hueco generadas por la absorción de la radiación solar (absorción de fotones).
- b. Separación de los pares electrón hueco por el campo de la unión p-n generando una corriente  $I_L$ .
- c. Aparición de un voltaje entre los terminales de la celda solar.
- d. Utilización de la potencia eléctrica a través de una carga exterior.

#### **1.7.3.4 Parámetros Fundamentales de la Célula Solar**

A partir de una curva  $I - V$  (corriente vs. voltaje), los parámetros importantes para la caracterización de una celda solar son: **la corriente de corto circuito  $I_{SC}$ , el voltaje a circuito abierto  $V_{OC}$ , el factor de llenado o de forma  $FF$  y la eficiencia  $\eta$ .**

**Corriente de corto circuito** es la corriente que atraviesa la celda solar cuando el voltaje entre sus terminales es nulo, esto es, cuando la celda solar esta cortocircuitada. *El valor de  $I_{SC}$  depende de la generación y recolección de los portadores creados por la luz.* La corriente de corto circuito es proporcional a la intensidad de la luz incidente sobre la celda solar.

**Voltaje a circuito abierto:** Es el máximo voltaje que aparece entre los terminales de la celda solar y ocurre para valores de corriente nulo. La tensión de circuito abierto es la consecuencia de la polarización positiva o directa de la unión p-n cuando la luz incide sobre la célula solar.

**Factor de llenado o de forma:** La corriente de corto circuito y voltaje a circuito abierto son los máximos valores de corriente y voltaje de una celda solar, sin embargo en estos puntos de operación la potencia  $P = I * V = 0$ . Por ello es necesario encontrar un punto de la curva  $I - V$  en donde el

producto  $I * V$  tenga un máximo valor. En la Figura 30, se muestra que este punto corresponde a  $(I_{mp}, V_{mp})$ . El factor de llenado se define como la razón entre la potencia máxima obtenida y el producto  $I_{SC} * V_{OC}$ :

$$FF = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{I_{SC} * V_{OC}} \quad \text{Ecuación. 1.1}$$

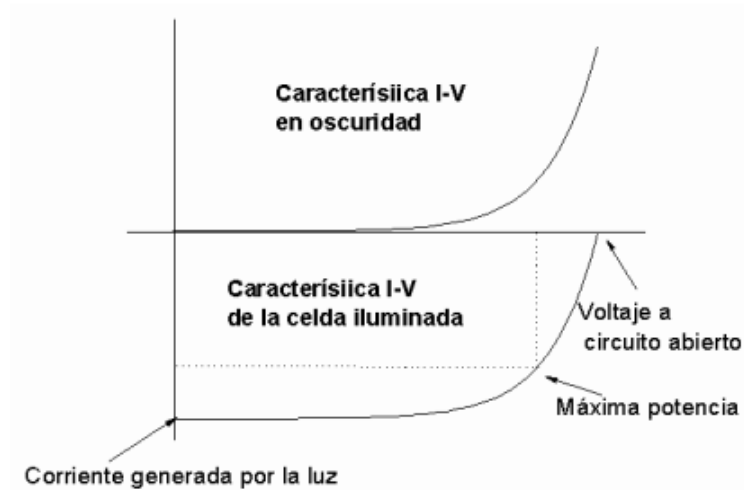


FIGURA 30 DEPENDENCIA I-V DE UNA CELDA SOLAR EN OSCURIDAD Y BAJO ILUMINACIÓN.

**Eficiencia** Es la conversión de energía solar en eléctrica y es la figura de mérito de toda celda solar. La eficiencia de conversión o simplemente eficiencia se define como la razón de la potencia eléctrica máxima que suministra la celda entre la potencia ( $P$ ) de la radiación solar que incide sobre esta:

$$\eta = \frac{I_{mp} * V_{mp}}{P} = \frac{I_{SC} * V_{OC}}{P} FF \quad \text{Ecuación. 1.2}$$

La eficiencia depende de muchos factores. Por ejemplo el espectro de radiación solar no es el mismo en el espacio extraterrestre, que en un país del trópico o uno nórdico. Depende también de la temperatura a la cual es sometida la celda solar, la intensidad de la radiación, de los mecanismos de recombinación, es decir, de la suma de factores de los cual depende  $I_{SC}$ , de  $V_{OC}$  y  $FF$ .

En general se trata de obtener:

- a. Altos valores de corriente de corto circuito.
- b. Altos valores de Voltaje a circuito abierto.
- c. Altos valores de factor de llenado.

Todo esto para alcanzar elevados valores de conversión de energía solar en eléctrica. Además de los parámetros ya mencionados existen otros que vale la pena estudiar:

**Corriente de oscuridad** Se da debido a la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor

**Corriente de iluminación ( $I_L$ )** Es la corriente generada cuando incide radiación solar sobre la célula.

#### **1.7.4 CLASIFICACIÓN DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

Las celdas solares para sistemas fotovoltaicos son producidas en muchos tipos de materiales, la mayor parte de material que se emplea actualmente está basado en el silicio.

Las celdas más importantes de acuerdo a la estructura cristalina son:

- Silicio Cristalino:
  - Silicio Mono-cristalino:
    - Convencional.
    - Alta Eficiencia.
  - Silicio Poli-cristalino.
- Capa Delgada:
  - Silicio Amorfo.
  - CdTe.

Otros materiales: Arseniuro de galio.

Actualmente, **el material más utilizado es el silicio mono-cristalino** que presenta prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin.

#### 1.7.4.1 Celdas de Silicio Mono-cristalino

Al enfriarse, el silicio fundido dopado de boro, se solidifica formando solo un único cristal cilíndrico de grandes dimensiones. Luego se corta el cristal en delgadas capas que dan lugar a las células. El proceso de manufactura es complicado, requiere enormes cantidades de energía, es la tecnología fotovoltaica más eficiente. Estas células generalmente son un azul uniforme.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Buen rendimiento de 15% al 18% y 24% en modelos de laboratorio. [4]</li><li>▪ Buena relación Wp/m<sup>2</sup> (~150 WC/m<sup>2</sup>, lo que ahorra espacio en caso necesario</li><li>▪ Número de fabricantes elevado.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Coste elevado</li></ul>

TABLA 5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO MONO-CRISTALINO.

#### 1.7.4.2 Celdas de Silicio Poli-cristalino:

Durante el enfriamiento de silicio en un molde se forman varios cristales. Su proceso de fabricación es más sencillo que las celdas mono-cristalinas. La fotocélula es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Células cuadradas (con bordes redondeados en el caso de Si mono-cristalino) que permite un mejor funcionamiento en un módulo,</li><li>▪ Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 12% a 14% [4].</li><li>▪ Lingote más barato de producir que el mono-cristalino.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.</li></ul>


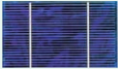

TABLA 6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO POLI-CRISTALINO

### 1.7.4.3 Silicio Amorfo

El silicio durante su transformación, produce un gas que se proyecta sobre una lámina de vidrio. Absorbe la luz con más eficiencia que el silicio cristalino, entonces las células pueden ser más delgadas. La celda es gris muy oscuro. Es la célula de las calculadoras y relojes llamados “solares”. Estas células fueron las primeras en ser manufacturadas, ya que se podían emplear los mismos métodos de fabricación de diodos.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Funciona con una luz difusa baja (incluso en días nublados),</li> <li>▪ Un poco menos costosa que otras tecnologías,</li> <li>▪ Integración sobre soporte flexible o rígido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Rendimiento a pleno sol bajo, del 5% al 7%,</li> <li>▪ Rendimiento decreciente con el tiempo (~7%).</li> </ul>

**TABLA 7 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO AMORFO.**

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policrystalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

**TABLA 8 DIFERENCIA ENTRE PANELES SEGÚN TECNOLOGÍA DE FABRICACIÓN.**

### 1.7.4.4 Célula Tándem

Apilamiento monolítico de dos células individuales. Mediante la combinación de dos células (capa delgada de silicio amorfo sobre silicio cristalino, por ejemplo) que absorben en el espectro al mismo tiempo se solapan, mejorando el rendimiento en comparación con las células individuales separadas, sean amorfas, cristalinas o Poli-cristalinas.

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
▪ Alta sensibilidad en un amplio rango de longitudes de onda. Excelente rendimiento.	▪ El costo es alto debido a la superposición de dos células.

**TABLA 9 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CELDAS DE SILICIO TÁNDEM.**

#### **1.7.4.5 Arseniuro de galio**

Son las células más indicadas para la fabricación de paneles, ya que su rendimiento teórico alcanza límites cercanos al 27-28% en su versión mono-cristalina. Tiene el problema de que este material no es abundante, por tanto encarece mucho la materia prima. Presenta un coeficiente de absorción elevado, esto hace que con poco material se obtenga una eficacia elevada [4].

#### **1.7.5 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Un módulo fotovoltaico no es más que un arreglo de celdas solares individuales conectadas eléctricamente entre sí, para de esta manera sumar la potencia de salida de cada una. Las celdas solares son encapsuladas para ser protegidas del ambiente y para que los usuarios también sean protegidos de posibles accidentes eléctricos. Normalmente, se habla de paneles de 6 V, 12 V, 24 V y 48 V, si bien es cierto que su tensión está por encima de las mencionadas, oscilando las potencias producidas entre los 2.5 W y los 260 W.

***Un conjunto de módulos conectados entre sí conforman un panel. El conjunto de varios conforman un sistema fotovoltaico.***

*El módulo fotovoltaico es una estructura robusta y manejable. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los 0,5m<sup>2</sup> a los 1,3 m<sup>2</sup>) y constan normalmente de 36 células conectadas eléctricamente en serie.*

Varios aspectos en el diseño de los módulos FV, que pueden reducir el rendimiento de la potencia del módulo o su tiempo de vida, deben ser evaluados. Los efectos más importantes en módulos FV o en arreglos son:

- Pérdidas debido a la interconexión de celdas solares con distintas características.
- La temperatura del módulo.
- Modos de fallas de módulos.

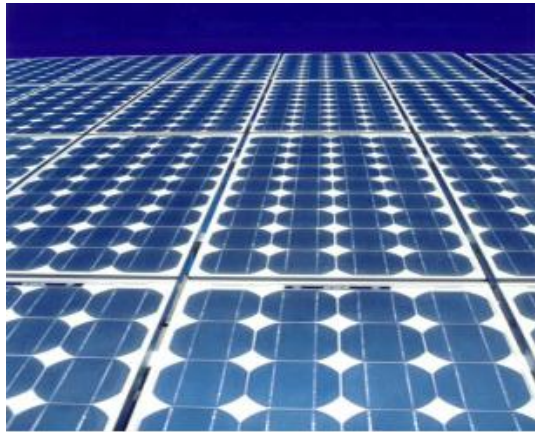


FIGURA 31 SISTEMAS DE PANELES FV CONSISTE DE MÚLTIPLES MÓDULOS FV INTERCONECTADOS ENTRE SÍ.

Las características eléctricas principales de un módulo fotovoltaico se pueden resumir en las siguientes:

- a. Potencia Pico (Wp): potencia suministrada por el módulo en condiciones estándar STC (Radiación solar =  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ; Temperatura =  $25^\circ\text{C}$ ).
- b. Corriente nominal (A): corriente suministrada por el módulo en el punto de trabajo.
- c. Tensión nominal (V): tensión de trabajo del módulo.

## 1.7.6 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

### 1.7.6.1 Clasificación por Tamaño

- *Pequeñas*: de 3 kWp como planta tipo, con rango hasta 5 kWp. Con la generación de 3 kWp se cubriría el consumo propio de una casa tipo



medio en la que vivan 2-3 personas, sin incluir el consumo de calefacción y aire acondicionado.

- *Medianas:* de 30 kWp como planta tipo, con rango entre 5 y 100 kWp. Son generadores en electrificaciones rurales centralizadas. Una instalación de 30 kWp en un edificio permite cubrir las necesidades eléctricas de diez viviendas medias.
- *Grandes:* de 300 kWp como planta tipo, con rango entre 100 kWp y 1 MWp. Generalmente conectadas a la red, ocupan extensas superficies. Una planta de 300 kWp cubre el consumo de un edificio de tipo medio.
- *Centrales Fotovoltaicas:* De 3 MWp como planta tipo, con rango entre 1 y 50 MWp. Promovidas por Gobiernos con conciencia medioambiental y en busca de la diversificación de energía. Una planta de 3 MWp permite el consumo de una población o urbanización de unos 500 vecinos [5].

#### **1.7.6.2 Clasificación por Tipo de Estructura.**

- *Estructura fija:* independiente de la potencia a instalar, puede ser utilizada tanto sobre cubierta como sobre terreno.
- *Estructura de seguidor solar:* sistema de seguimiento a uno o dos ejes, recomendado para obtener un mayor rendimiento de la instalación, del orden del 35 % respecto a una instalación fija.

#### **1.7.6.3 Clasificación Según su Utilización.**

- Instalaciones de uso doméstico.
- Instalaciones de uso público.
- Instalaciones de uso industrial.
- Instalaciones de uso recreativo.
- Instalaciones para producción de energía eléctrica.
- Diseño.

### 1.7.7 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se define como sistema fotovoltaico el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías:

- *Conectados a la Red y Centralizados (Grid Connected)*
- *Aislados (Stand Alone)*

#### 1.7.7.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red y Centralizados

Las primeras experiencias en sistemas fotovoltaicos que suministraban la energía producida directamente a la red eléctrica convencional, evitaba el uso de baterías de acumuladores, cuyo coste tiene gran repercusión en el precio final del conjunto y en afecciones al medioambiente por sus componentes químicos.

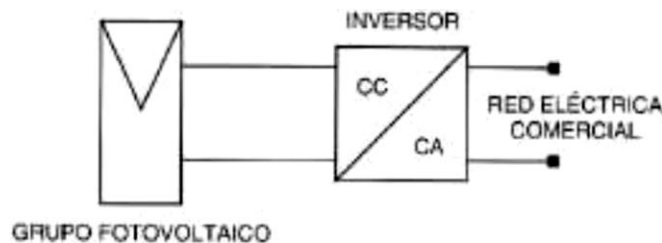


FIGURA 32 ESQUEMA DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.

Inicialmente, estos sistemas conectados a red se diseñaron y calcularon para el montaje de centrales fotovoltaicas (sistemas centralizados). Después de observar que estas funcionaban correctamente, y en la medida que se avanzó en la electrónica de potencia que integra los inversores, se empleó este sistema en pequeñas centrales domésticas adaptables a viviendas dotadas de acometida convencional de electricidad.

En los sistemas conectados en red, la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; al contrario, durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

**f. Sistemas Centralizados:**

Quizás una de las centrales más emblemáticas fue la que se instaló al pie de las torres de refrigeración de la central nuclear de Rancho Seco, California (Estados Unidos). La promovió la innovadora y activa empresa eléctrica municipal de Sacramento (SMUD), bajo la dirección de David Freeman (que se había hecho famoso por haber tomado la decisión de cerrar la central nuclear, convirtiendo a SMUD en la primera empresa eléctrica del mundo que “apagó definitivamente el interruptor” de una central nuclear en funcionamiento).

Eran dos centrales de 1 MWp de potencia cada una. Actualmente esta central tiene una potencia total de 3,9 MWp.

Probablemente, la central FV más antigua del mundo es la que empezó a funcionar el 13 de abril de 1981 en Beverly, Massachusetts (Estados Unidos). Tenía 100 kWp de potencia y, tras algunos retoques, hoy continúa generando electricidad.

En España, aunque con retraso, se empezó con una central de 100 kWp en San Agustín de Guadalix (Madrid) en el año 1985, que fue seguida por otra de 1 MWp en la Puebla de Montalbán (Toledo) en junio de 1999. Una central de 1,2 MWp se inauguró en Carmona (Sevilla) en octubre de 2006. *Y en 2007 se inicia la construcción de dos plantas que podríamos calificar de gigantescas: una de 20 MW en Trujillo (Cáceres) promovida por Elecnor y otra de 60 MW en Moura (Portugal), iniciativa de Acciona.*

**g. Ejemplos de SFV Conectados a la Red**

- i. El sistema que interactúa con la red y posee respaldo de baterías, es un sistema que incorpora el almacenamiento de energía.

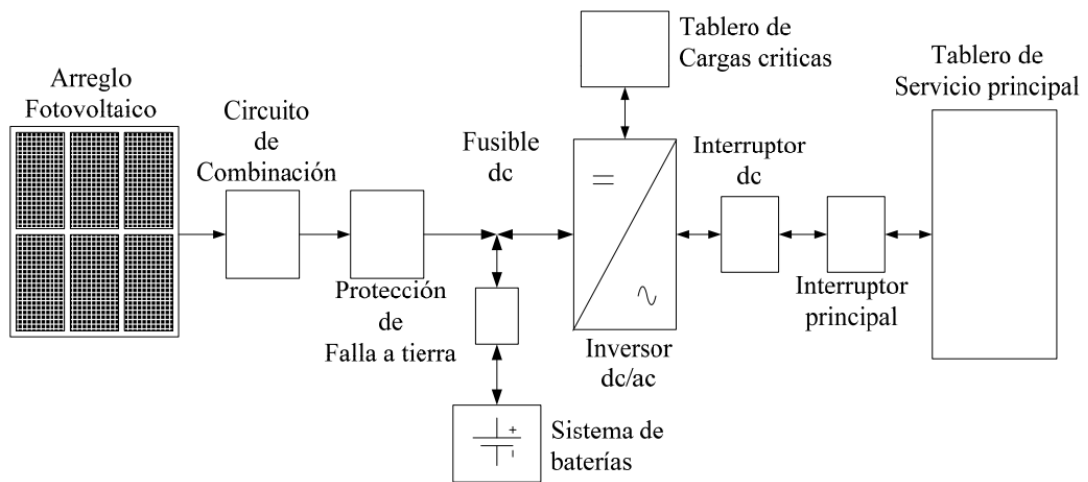


FIGURA 33 SFV CONECTADO A LA RED CON RESPALDO DE BATERÍAS.

- ii. El sistema que interactúa con la red comercial y no posee respaldo de baterías se emplea en sitios donde la posibilidad de una falla de suministro comercial es muy improbable.

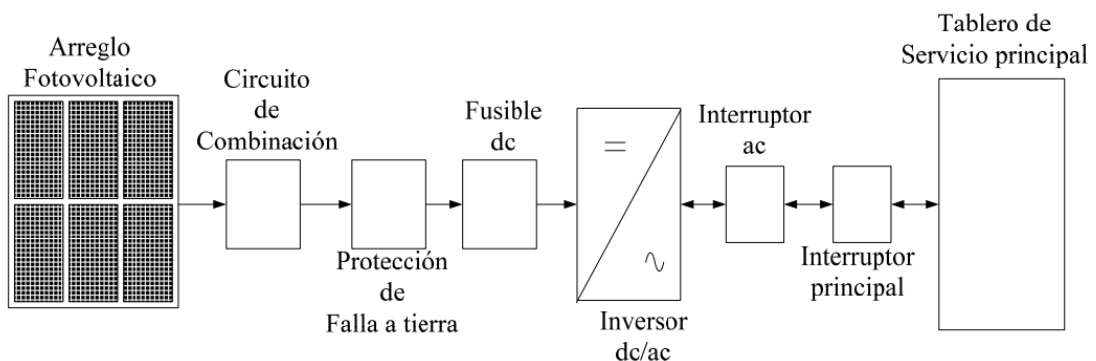


FIGURA 34 SFV CONECTADO A LA RED SIN RESPALDO DE BATERÍAS

### **1.7.7.2 Sistemas Fotovoltaicos Aislados**

Los *sistemas aislados*, por el hecho de no estar conectados a la red eléctrica, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por parte del usuario se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

- **Componentes del Sistema.**

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico aislado son:

- a. Generador fotovoltaicos (campo solar)
- b. Regulador de carga
- c. Inversor
- d. Sistema de acumulación (baterías de acumulación)

*Regulador de Carga* en este tipo de sistemas, la energía producida por los módulos fotovoltaicos es almacenado en baterías de acumulación. La carga es alimentada, a través del regulador de carga, por la energía acumulada en las baterías.

El regulador de carga sirve fundamentalmente para preservar los acumuladores de un exceso de carga por el generador fotovoltaico y de la descarga por el exceso de uso. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad y la duración de los acumuladores.

Ya que normalmente la potencia requerida por el usuario no es proporcional a la radiación solar (y, por consiguiente, a la producción eléctrica de un sistema fotovoltaico) una parte de la energía producida por el

campo fotovoltaico tiene que ser almacenada para poder ser reutilizada cuando el usuario la necesite.

**Sistema de Acumulación** está formado por un conjunto de acumuladores recargables, dimensionado de forma que garantice la suficiente autonomía de alimentación de la carga eléctrica.

Las baterías para uso fotovoltaico tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- Bajo valor de auto descarga
- Larga vida útil
- Manutención casi nula
- Elevado número de ciclos de carga-descarga

**Inversor** su finalidad en los sistemas aislados es la de transformar corriente continua (CC) producida por el campo fotovoltaico, en corriente alterna (CA), necesaria para la alimentación directa de los usuarios.

Es evidente que, de todos modos, el inversor en este tipo de instalaciones (sistemas aislados) no es un componente indispensable. De hecho, es posible incluso alimentar directamente con corriente continua de baja tensión la carga.

### **1.7.8 COMPONENTES DE SISTEMAS CENTRALIZADO Y CONECTADO A LA RED**

De manera simplificada, los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico son:



FIGURA 35 ESQUEMA GRAFICO DE LOS PASOS DE LA CONVERSIÓN ELÉCTRICA.

- Generador Fotovoltaico (campo solar).
- Estructura de soporte del campo fotovoltaico.
- Inversor (convertidor u ondulator).
- Contador de energía y protecciones de interconexión.
- Centro de Transformación.

#### **1.7.8.1 Generador Fotovoltaico**

*Está formado por el conjunto de los módulos fotovoltaicos, adecuadamente conectados en serie y en paralelo, con la combinación adecuada para obtener la corriente y el voltaje necesarios para una determinada aplicación. El elemento base es el módulo fotovoltaico.*

*Varios módulos ensamblados mecánicamente entre ellos forman el panel, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Finalmente, la conexión eléctrica en paralelo de muchas ramas constituye el campo.*

Los módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura mecánica capaz de sujetarlos y que está **orientada para optimizar la radiación solar**. *La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico varía durante el año en función de la insolación de la localidad y de la latitud de la misma.*

Para cada aplicación, el generador tendrá que ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Potencia Pico.
- Posibilidad de Conexión a la Red Eléctrica.
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo.

#### **1.7.8.2 Estructura de soporte de las placas.**

El bastidor es el encargado de sujetar el panel solar, y muchas veces será un kit de montaje para instalarlo adecuadamente. En el caso de que no se suministrara en kit el instalador lo realizará de acuerdo a la normativa

existente, además de tener en cuenta la fuerza del viento entre otras cosas. La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

### **1.7.8.3 Inversor (convertidor u ondulator)**

El inversor es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que transforma la energía continua producida por los módulos (12V, 24V, 48V, etc) en energía alterna (generalmente 220V), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio.

Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, del generador fotovoltaico. Este dispositivo sigue el punto de máxima potencia (MPPT) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

### **1.7.8.4 Contador de energía y protecciones de interconexión**

Las cajas de protección y medida se instalarán en lugares de libre y permanente acceso.

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.



Finalmente, el contador de energía mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

**1.7.8.5 Centro de Transformación**

La electricidad se produce a baja tensión 400V (BT) generalmente. Para trasmitirla a una sub estación (S/E) e inyectarla a la red, es necesario elevar este voltaje, a una valor según los requerimientos de transmisión de TRANSELECTRIC para conectarse al SIN. Por este motivo es necesario incorporar un transformador al sistema.

**1.7.9 VENTAJAS DESVENTAJAS Y APLICACIONES DE CELDAS SOLARES**

Se presenta una tabla de resumen de las celdas solares, sus ventajas, desventajas y características con el fin de lograr un cuadro comparativo de estas diferentes tecnologías.

	<b>SILICIO MONO-CRISTALINO</b>	<b>SILICIO POLI-CRISTALINO</b>	<b>SILICIO AMORFO</b>
<b>Ventajas</b>	<p>Buen rendimiento de 15% al 18% y 24% en modelos de laboratorio.</p> <p>Buena relación Wp/m<sup>2</sup> (150 WC/m<sup>2</sup>, lo que ahorra espacio en caso necesario</p> <p>Número de fabricantes elevado.</p>	<p>Células cuadradas (con bordes redondeados en el caso de Si mono-cristalino) que permite un mejor funcionamiento en un módulo.</p> <p>Eficiencia de conversión óptima, alrededor de 12% a 14%.</p> <p>Lingote más barato de producir que el mono-cristalino.</p>	<p>Funciona con una luz difusa baja (incluso en días nublados).</p> <p>Un poco menos costosa que otras tecnologías.</p> <p>Integración sobre soporte flexible o rígido.</p>
<b>Desventajas</b>	<p>Coste elevado</p>	<p>Bajo rendimiento en condiciones de iluminación baja.</p>	<p>Rendimiento a pleno sol bajo, del 5% al 7%,</p> <p>Rendimiento decreciente con el tiempo (~7%).</p>

Características	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre si	La Superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules	Tiene un color homogéneo (marrón) pero no existe conexión visible entre las células.
-----------------	--	--	--

**TABLA 10 RESUMEN DE VENTAJAS, DESVENTAJAS Y CARACTERÍSTICAS DE CELDAS.**

### **1.7.10 ELECCIÓN DEL TIPO DE CELDA SOLAR A UTILIZAR.**

De acuerdo a lo estudiado anteriormente, queda claro que el sistema de generación fotovoltaica que aplica a esta investigación es el centralizado o conectado a la red con el cual se pretende entregar energía eléctrica al SNI, es decir una central solar fotovoltaica de gran potencia instalada.

El elemento primordial de este tipo de sistemas es el panel solar el cual compone el campo fotovoltaico, por lo tanto es importante la elección de la estructura cristalina de las celdas solares, esta será la tecnología de la central solar.

Analizando la tabla. 10, se muestra tres de las estructuras cristalinas de celdas más comunes tanto en el mercado nacional como internacional. *La prioridad es el rendimiento* puesto que en una instalación de gran capacidad es necesario reducir al máximo cualquier tipo de pérdidas, donde las celdas de silicio mono-cristalino presentan mayores ventajas y por el mismo hecho las de silicio amorfo quedan descartadas, además el número de fabricantes es elevado y por lo tanto son abundantes en el mercado. *Es indispensable garantizar la confiabilidad del campo solar*, las celdas de silicio poli-cristalino presentan bajo rendimiento en condiciones de baja iluminación lo cual no cumple con la condición planteada.

Por todo lo anterior, las celdas de silicio mono-cristalino si cumplen con las condiciones expuestas, *pero tienen un costo elevado*, esto afecta en

la cantidad de la inversión, de todas formas se podría disminuir este efecto económico, por la ayuda que presenta el gobierno y el apoyo de organizaciones internacionales con conciencia medio ambiental y por los ingresos por bonos de carbono, convirtiendo a estas celdas en la mejor opción.

Se necesita elegir el modulo fotovoltaico, con sus características técnicas para su posterior uso en los cálculos y por lo tanto la marca del mismo.

#### **1.7.10.1 Elección del Módulo Fotovoltaico**

Como módulo solar se ha recurrido al modelo **STP260S-24/Vb** de silicio mono cristalino que nos propone la marca SUNTECH.

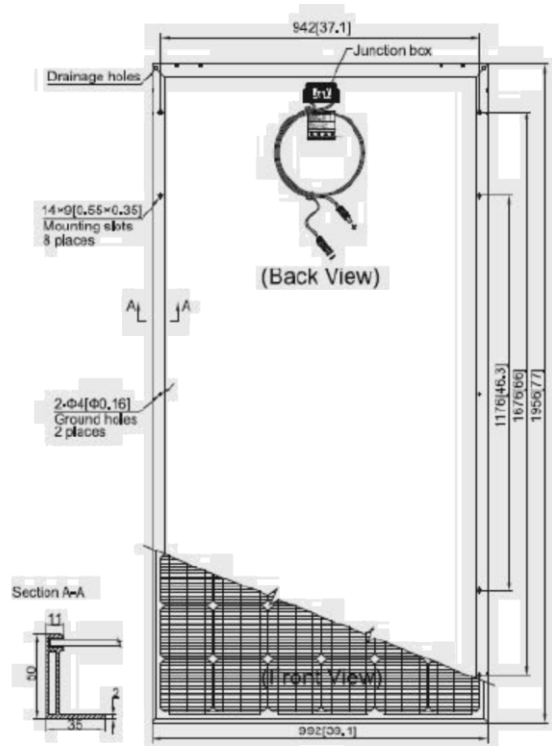
##### **a. Información Técnica del Producto <sup>[5]</sup>**

- Diseñados según norma **IEC61215:1993** y fabricado con materiales probados para asegurar el servicio durante toda su vida útil.
- Disponen de diodos de by-pass para evitar el efecto “hot spot” (punto caliente).
- Las células están encapsuladas entre vidrio templado de alta transmisión y bajo contenido de hierro, una lámina de material TPT y dos láminas de EVA (acetato de etil vinilo) para prevenir el ingreso de humedad dentro del módulo. La caja de empalmes impermeable proporciona flexibilidad de conexionado.
- Células de alta eficiencia de conversión.
- Atrapa la luz a través de su avanzada estructura de célula en tecnología mono-cristalina.
- Capa antirreflectante aplicada a la superficie frontal dando una apariencia oscura y uniforme.
- Energía de salida superior en bajas condiciones de radiación a través de una alta resistencia Shunt.
- Mayor potencia en horas pico.

- Diodos Bypass para evitar efecto de sombras.
- Las células están cubiertas con una capa de TPT y EVA.
- Vidrio templado con bajo contenido en hierro y alta transmisividad.
- Apariencia estética única de las células.
- Atractiva estructura probada de aluminio anodizado con acceso conveniente para el montaje, para soportar alta presión del viento y cargas de nieve.
- La parte trasera del marco está equipado con agujeros de drenaje. Con esto se elimina el riesgo de que el agua de lluvia o nieve pueda acumularse en el marco.
- Pre-cableado con sistema de conexión rápida.

**b. Dimensiones<sup>[5]</sup>**

Se presenta en detalle las medidas del módulo fotovoltaico:



**FIGURA 36 MEDIDAS DEL MÓDULO SOLAR STP260S-24/VB**

**c. Características Técnicas.**

En el siguiente cuadro se muestra las características del módulo, importantes para el posterior dimensionado de la central.

<b>MODULO FOTOVOLTAICO</b>	<b>STP20S-24/Vb</b>
<b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</b>	
Voltaje en circuito Abierto ( $U_{oc}$ )	44.3 V
Voltaje Optimo de funcionamiento ( $V_{mp}$ )	35 V
Corriente en Cortocircuito ( $I_{sc}$ )	8,04 A
Corriente Optimo de funcionamiento ( $I_{mp}$ )	7,43 A
Potencia Máxima ( $P_{max}$ )	260 Wp
Temperatura de funcionamiento ( $T^*$ )	-40 °C a + 85°C
Voltaje Máximo del sistema ( $U_{max}$ )	100 V DC
<b>ESPECIFICACIONES</b>	
Célula tipo/medida [mm]	Silicio Monocristalino/ 156*156
N° de células y conexiones	72(6x12)
Dimensión del modulo [mm]	1956x992x50
Peso [Kg]	27
<b>COEFICIENTES DE TEMPERATURA</b>	
Temperatura normal de operación de la célula (NOCT)	48°C+- 2°C
Coeficiente de temperatura de corriente en cortocircuito	(0,055+-0,01) %/K
Coeficiente de temperatura de voltaje en circuito Abierto	-(155+-10) mV/K
Coeficiente de temperatura de funcionamiento	-(0,48+-0,05) %/K
Tolerancia de funcionamiento	+- 3%
<b>SALIDA</b>	
Cable	LAPP (4,0 mm <sup>2</sup> )
Longitudes Asimétricas	1200mm y 800mm
Conexión	MC plug type IV

**FIGURA 37 CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO STP260S-24/Vb.**

## **1.8 MARCO JURIDICO DEL ESTADO ECUATORIANO PARA ENERGIAS NO CONVENCIONALES.**

En las normas vigentes, relacionadas sobre el uso de energías no convencionales **La Constitución Política del Ecuador**, vigente desde el 20 de octubre de 2008, en relación con ***Ambiente Sano, Recursos Energéticos No Convencionales, Biodiversidad y Recursos Naturales***, establece principalmente lo que se transcribe a continuación:

**Art. 15.-** El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua.

**Art. 63.-** El Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas.

***El CONELEC asignará con prioridad fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.***

**Art. 64.-** El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

**Art. 413.-** El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.

**Ley de Régimen del Sector Eléctrico “LRSE”.-** El presente reglamento tiene como objetivo establecer normas y procedimientos generales, entre los cuales se refieren a recursos energéticos no convencionales con los siguientes artículos:

**1.8.1 Políticas, Lineamientos y Objetivos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico**

Mediante Acuerdo Ministerial No. 035, publicado en el Registro Oficial No. 518 de 30 de Enero del 2009, el señor Ministro de Electricidad y Energía Renovable, estableció políticas de las cuales se transcribirán las referidas a Energías no Convencionales:

- a) Recuperar para el Estado la rectoría y la planificación del sector energético.
- b) Fortalecer las relaciones entre el Estado y las comunidades.
- c) Impulsar un modelo de desarrollo energético con tecnologías ambientalmente amigables.
- d) Formular y llevar adelante un Plan Energético Nacional, que defina la expansión optimizada del sector en el marco de un desarrollo sostenible.
- e) Promover alianzas estratégicas entre los sectores público y privado nacional y extranjero, para el desarrollo de proyectos energéticos en un ambiente de seguridad jurídica.
- f) Promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica) y de nueva generación

eléctrica eficiente, incluyendo la nuclear, excluyendo la generación con base en el uso del diesel.

- g)** Implementar tecnologías de uso eficiente de la energía, desarrollar planes de reducción de pérdidas y promover el uso racional y eficiente de la energía en la población.

Los párrafos antes citados, constituyen una parte de la base del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 referida a energías no convencionales y que se pone a consideración del País y persigue los siguientes objetivos:

1. Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a los habitantes del Ecuador, desarrollando la infraestructura de generación, especialmente con fuentes energéticas renovables.
2. Aumentar el porcentaje de viviendas con servicio eléctrico, especialmente en sectores rurales, mediante redes y sistemas aislados con energías renovables.

Por todo lo anterior, en el Ecuador las Políticas Energéticas son claras, impulsan e incentivan al estudio de centrales de generación de energías no convencionales, en este sentido los proyectistas, investigadores y estudiantes del país cuentan con el apoyo necesario, estimulando en nuestro ser académico el interés por la investigación sobre generación solar y apoyados por una conciencia medio ambiental que día a día crece en el mundo entero por el ímpetu de cuidar nuestro hogar que es el Planeta Tierra.



## **CAPITULO 2**

### **ANÁLISIS TÉCNICO DE RADIACIÓN SOLAR Y POTENCIAL ENERGÉTICO EN BASE A DATOS RECOPIRADOS**

#### **2.1 INFORMACIÓN GENERAL DE LA ZONA Y SISTEMA DE MEDICIÓN.**

##### **2.1.1 ANTECEDENTES**

ElecAustro conector del potencial eólico de la zona adquirió los derechos de uso de los Estudios de Pre-factibilidad del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca, los mismos que fueron efectuados con el auspicio del Honorable Consejo Provincial del Azuay y desarrollados por la Corporación para la Investigación Energética (CIE) en el año de 2004. En estos estudios se pudo confirmar el potencial eólico de la zona por lo que ElecAustro decidió continuar con el desarrollo de los Estudios de Factibilidad del Proyecto, es así que en junio de 2008 contrató el apoyo técnico de la CIE.

Para confirmar el potencial eólico del sitio, ElecAustro instaló cinco torres de medición con equipos certificados para garantizar la fiabilidad de la información, situándose dos torres nuevas de 50m con su respectivo equipo de medición y se revistió con equipos nuevos tres torres existentes: dos de 26 m y una de 40 m.

*Las torres de medición no solo cuentan con anemómetros y veletas para medir la velocidad y dirección del viento, sino que también tienen instalados sensores para la medición de radiación solar, temperatura, presión atmosférica, lo que ha permitido tener un conocimiento más detallado de la zona.*

## 2.1.2 UBICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA ZONA

Como se mencionó anteriormente en una de las torres de medición se instaló sensores para la medición de irradiancia solar y temperatura, por lo tanto permite la recopilación de datos para su posterior análisis. El lugar se encuentra ubicado a 84 Km al suroeste de la ciudad de Cuenca-Ecuador, por la vía Girón Pasaje, entre las provincias de Azuay y Loja en los cantones Santa Isabel y Saraguro respectivamente.



FIGURA 38 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La zona es árida con muy poca vegetación, caracterizada por tener caminos de tierra y un suelo erosionado por el agua y el viento, está constituida por varias mesetas relativamente planas orientadas de sur a norte, separadas por quebradas de diferente ancho y profundidad. Estas mesetas constituirían el lugar de emplazamiento de la central solar.

### 2.1.2.1 Datos Relevantes de Pre-Factibilidad Proyecto Minas de Huascachaca

Se muestra en la Tabla 11, algunos datos importantes del proyecto eólico Minas de Huascachaca, los cuales pueden ser aprovechados en el presente estudio.

<b>Parámetro</b>	<b>Medida</b>
Velocidad media anual del viento	5.9 m/s
Altura sobre el nivel del mar	1100msnm
Temperatura promedio anual	18°C
Capacidad total de la Planta	30 MW
Energía anual bruta	76.000.881 KWh

**TABLA 11 DATOS DE PRE-FACTIBILIDAD PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA**

Algunos de estos parámetros ofrecen datos válidos para análisis previos de una central solar como la temperatura promedio anual que es de 18°C, además provee el dato sobre la altura sobre el nivel del mar 1100msnm característica necesaria en el proceso de estudio.

#### **2.1.2.2 Ubicación de Torres de Medición**

La campaña de mediciones necesaria para cumplir con un adecuado período de registros inició en enero de 2009 obteniéndose un año de información, que ha servido de base para el dimensionamiento del parque eólico en el lugar; sin embargo las mediciones continúan realizándose hasta la presente fecha.

La ubicación de las torres de medición se indica a continuación:

<b>TORRE</b>	<b>COORDENADAS (WGS 84)</b>
Torre 1: Uchucay 40	(681.381; 9'629.250)
Torre 2: Uchucay 50	(681.203; 9'628.043)
Torre 3: Yulug 50	(679.447; 9'628.666)
Torre 4: Polígono 26 m	(679.104; 9'628.406)
Torre 5: Yulug 26 m	(679.414; 9'629.189)

**TABLA 12 UBICACIÓN DE LAS TORRES DE MEDICIÓN**

Donde la Torre 2: Uchucay 50 de coordenadas (681.203; 9'628.043), consta con el equipo de medición de irradiancia solar (densidad de potencia en una superficie)  $[W/m^2]$ .

### 2.1.3 INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Previo al análisis de los datos recopilados por la Empresa ElecAustro S.A. es preciso estudiar información de los instrumentos que componen el sistema de medición utilizado para obtener los valores de la irradiancia solar en el sitio de estudio (*Densidad de Potencia Promedio en  $W/m^2$* ), para ello se expondrá las características de los instrumentos de medición.

La Torre 2: Uchucay 50, posee los equipos de medición certificados, de la compañía NRG Systems de los EEUU, los cuales fueron adquiridos el último trimestre del 2008 y se instalaron en diciembre del mismo año, durante la instalación participo personal de ElecAustro.

El sistema de medición y de adquisición de datos consta de los siguientes equipos.

<b>Equipo NGR System</b>	<b>Descripción del Equipo</b>
Piranómetro Li-Cor #LI-200SZ.	sensor de fines generales de la radiación solar
Data Logger.	registrador de datos (velocidad del viento y dirección, temperatura, densidad solar media $W/m^2$ )
Symphonie iPackGPS	transferencia de datos iPacks

TABLA 13 EQUIPOS DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS

#### 2.1.3.1 Descripción de los Equipos NGR System

##### a. Piranómetro Li-Cor #LI-200SZ.

El Piranómetro Li-Cor#LI-200SZ.- Es un excelente sensor de fines generales de la radiación solar, que mide la radiación solar directa y reflejada proporcionadas por una señal de corriente pequeña.

Compatible con los sistemas de NRG Symphonie *PLUS*, Symphonie, 9300 y 9200 los cuales son registradores de datos.

Incluye certificado de calibración, base de nivelación y 3 m (10 ') de cable.



FIGURA 39 PIRANÓMETRO LI-COR #LI-200SZ.

- **Características Técnicas:**

Tipo de sensor	Sensor de Radiación Solar total - Coseno Corregido
Aplicaciones	Evaluación del recurso solar Estudios meteorológicos Vigilancia del medio ambiente
Rango del Sensor	0 W/m <sup>2</sup> hasta 3000 W/m <sup>2</sup>
Instrumentos de compatibilidad	NRG Symphonie SMC PLUS w/Solar NRG Symphonie w/Solar SCM Logger rango de medición 0 a 1300 W / m <sup>2</sup> , típica
Señal de salida	
Tipo de señal	microamperios corriente proporcional a la radiación solar total
Función de transferencia	Incluida en el certificado de calibración Típica es de 90 mA por 1000 Watts/m <sup>2</sup>
<u>Calibración</u>	Hoja de calibración incluida con cada sensor de salida definida en microamperios por 1000 vatios/metro cuadrado. Calibrado con precisión de Piranómetro Eppley espectrales en condiciones de luz natural.
Alcance de la señal de salida	0 mA a 270 mA (típico)
Deriva	+/- 2% de cambio en un período de un año
<b>Características de la respuesta</b>	
Umbral	0,1 W/m <sup>2</sup>

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

<b>Instalación</b>	
Montaje	Se monta en la torre con la costumbre de lado NRG montaje abrazaderas auge y la manguera
Herramientas necesarias	Tijeras de chapa o similar para las abrazaderas de manguera 5/16 pulgadas destornillador hexagonal o un destornillador de punta plana 0,05 pulgadas, llave hexagonal (incluido); métricas #4 llave allen para ajuste de nivel.
<b>Ambiental</b>	
Temperatura de funcionamiento	-40 °C a 65 °C (-40 °F a 149 °F)
humedad en funcionamiento	0 a 100%
<b>Físico</b>	
Conexiones	2 cable desnudo conduce de cable coaxial
Longitud del cable	3 m (10 pies)
Peso	28 g (1,0 onzas)
Dimensiones	23,8 mm (0,94 pulgadas) de diámetro 25,4 mm (1 pulgada) de largo
<b>Materiales</b>	
Cable	coaxial blindado
<u>Detector</u>	De alta estabilidad fotovoltaicas de silicio
Recinto	Caja impermeable de aluminio anodizado y difusor de acrílico y herrajes de acero inoxidable

FIGURA 40 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PIRANÓMETRO LI-COR #LI-200SZ.

### b. Data Logger

Symphonie NRG Systems ' Plus3. - Este registrador de datos no sólo registra la velocidad del viento y la dirección también tiene otros canales de medición como es la temperatura, densidad solar media  $W/m^2$ , etc. Y hace que sea fácil de acceder y utilizar esta información desde cualquier lugar del mundo con las herramientas que ya utilizan para hacer negocios. Hacer su proyecto de energía eólica, solar eficaz y eficiente. Obtener la calidad adecuada y la cantidad de datos para que usted pueda comprender con precisión el volumen y la naturaleza del viento, la irradiación del sol, temperatura.



FIGURA 41 REGISTRADOR DE DATOS DATA LOGGER.

**c. Symphonie PLUS<sup>®</sup> 3.**

Es el núcleo del enfoque de sistema completo NRG Systems: torre, registrador y todos los sensores diseñados para trabajar juntos específicamente para la medición de la energía. La Symphonie Plus3 registrador de datos es a la vez robusto y confiable. Su diseño probado, los datos de forma fiable es recogido y almacenada de forma segura, incluso en las condiciones climáticas más extremas.

La flexibilidad digital o analógica de la 'Flex' canales permiten múltiples opciones de configuración del sensor, en función de las necesidades de su estudio en particular la medición. *Los datos se muestra cada segundo, en promedio y una marca de tiempo-cada 10 minutos, y se almacenan en una tarjeta SD de 128 MB tarjeta.* Cada tarjeta SD es capaz de almacenar 672 archivos de la Sinfonía Plus3 datos. Una pantalla en tiempo real y el teclado integrado en el registrador para facilitar las visitas del sitio.



FIGURA 42 SYMPHONIE PLUS<sup>®</sup> 3



#### **d. Symphonie IPackGPS**

Ahora equipado con WindLinx™ en todo el mundo de servicios, Symphonie hace la transferencia de datos iPacks a través de Internet a través de GSM, CDMA y redes de satélite (Iridium).



**FIGURA 43 SYMPHONIE IPACKGPS**

### **2.1.4 REGISTRÓ EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y ADQUISICIÓN DE DATOS NGR SYSTEM**

#### **2.1.4.1 La Escala del Piranómetro Li-Cor On Symphonie Logger**

El Piranómetro solar total Li-Cor.- Es un sensor que da una salida proporcional a la radiación solar total, medida en vatios por metro cuadrado. Cada Li-Cor L200SZ cuenta con una hoja de calibración que especifica la función de transferencia para su sensor en particular.

Los registradores Symphonie PLUS y Symphonie ayudan al sensor Li-Cor, directamente con el sensor opcional.

Módulo de configuración (SCM) de Li-Cor, #3154. El registrador recoge y almacena los datos en formato RAW. Para la ampliación exacta de la pantalla en tiempo real, o para ampliar los datos registrados utilizando Symphonie Retriever de datos (SDR), que tendrá que introducir un factor de escala calculada para el sensor en particular. Esta nota de aplicación explica cómo calcular el factor



de escala correcta en función de su valor de calibración de Li-Cor de Piranómetro.

#### **2.1.4.2 Calculo del Factor de Escala**

El registrador Symphonie convierte la corriente de Li-Cor a un valor bruto de los recuentos. Las visualizaciones en tiempo real y los datos de escala generadas por DEG que requieren un factor de escala que se aplica sobre el valor en bruto para obtener un valor en  $W/m^2$ . Para ello, divide el número 119.21 por valor de calibración de su sensor.

*Por ejemplo:* Si el valor de calibración del sensor es 90,0 microamperios por  $1000 W/m^2$ , dividir por  $119,21/90,0$ , para obtener 1,32. (Este ejemplo es el valor por defecto utilizado por el registrador de la pantalla y la escala de DEG).

#### **2.1.4.3 Información del Sensor de Registros.**

Al igual que con todos los sensores, el registrador Symphonie calcula y almacena estos datos en las unidades en bruto, nótese que se ha aplicado a los datos en el registrador. El registrador utiliza la información descriptiva y de escala que se introduce para mostrar los valores actuales la cual almacena en las cabeceras de los datos de archivo para su uso posterior. Consulte la Guía del usuario del registrador para obtener más información sobre cómo introducir los valores en el registrador Symphonie.

#### **2.1.5 COMPILACIÓN DE DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR**

La Empresa Electro Generadora del Austro ElecAustro S.A. Motivado con la necesidad de contar con un documento técnico a fin de tener un conocimiento del uso de energía solar como fuente energética, facilita los datos con fines de Generación Eléctrica.

La información disponible, corresponde a los períodos: Enero-Diciembre de 2009, 2010, 2011, lo cual corresponde a un tiempo de

medición de 3 años. Los valores representan la Densidad de Potencia media (Irradiancia Solar Promedio), se muestrean cada segundo y estos se promedian en un intervalo de tiempo de 10 minutos siendo estos los que se registran en la Base de Datos.

En el Anexo digital se encuentra tabulada la **B.D.** de irradiación solar medidas por la Empresa que en un principio fueron entregados en un archivo de texto extensión (.txt), el cual además consta de valores máximos y mínimos instantáneos para el tiempo de muestreo.

Esta es la plataforma en la cual se basa esta tesis para estimar el nivel de radiación solar directa de la zona en análisis, el cual se debe acercar aproximadamente a una media de **4,2 kW\*h/m<sup>2</sup> totales al día** [6]. En los siguientes puntos de este capítulo se mostrara los resultados de Estimación del Nivel de Radiación Solar, simultáneamente se encontrara un modelo o perfil de irradiancia diaria incidente por mes y año (isohelias), los resultados se mostraran en unidades de densidad de potencia [W/m<sup>2</sup>] y energía [W\*h/m<sup>2</sup>].

## **2.2 RADIACIÓN SOLAR EN ECUADOR**

Un valor medio aproximado de la radiación solar global en Ecuador es de 4200kWh/año muy superior al de España que es de 1400kWh/año por m<sup>2</sup>; en la parte peninsular; sin embargo de acuerdo a [7] se presentan variaciones de más de un 30% de unos lugares a otros en el Ecuador continental, y de más del 40% si se comparan con las islas Galápagos.

La gran variedad de condiciones atmosféricas y topográficas del territorio nacional y el amplio rango de latitudes, desde las Galápagos hasta la Amazonia, genera una enorme diversidad de situaciones de radiación que obviamente condicionan los cálculos del tamaño de una instalación y por ende afectara los niveles de potencia y energía que se podría generar [6].

Como se indicó anteriormente, a partir de los datos de irradiancia solar se estimara la característica energética de la zona, esta debe asemejarse al valor promedio aproximado estimado por el CONELEC y publicado en el Atlas Solar (2007). Como se indica en la Figura 44, la radiación media solar en la provincia del Azuay en la zona de estudio es de alrededor de  $3000\text{W}\cdot\text{h}/\text{m}^2/\text{día}$ , este valor se utilizara como referencia para evitar un cálculo erróneo basado en los datos adquiridos.

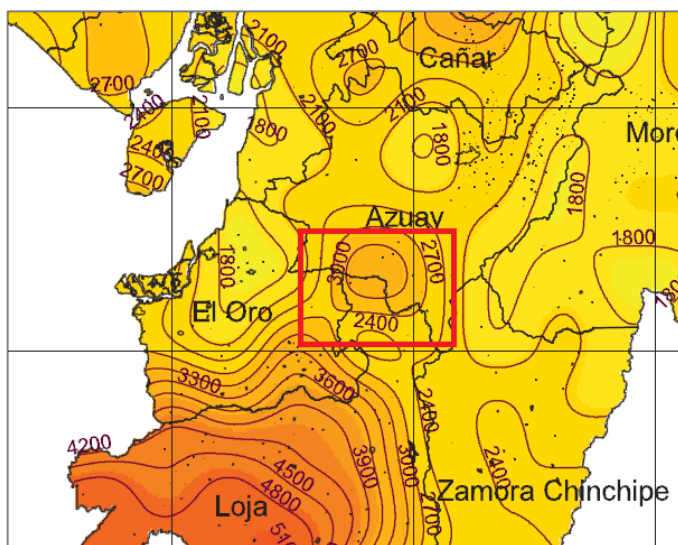


FIGURA 44 ATLAS SOLAR DE ECUADOR, ZONA BAJO ESTUDIO.

## 2.3 ESTIMACIÓN DEL NIVEL DE RADIACIÓN SOLAR

### 2.3.1 CALCULO DE LA DENSIDAD DE POTENCIA O IRRADIANCIA – HORA [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]

La información disponible, como se estudió en el punto (2.1.5), está registrada cada diez minutos obtenido del promedio de los datos tomados por el sensor cada dos segundos. En primer lugar es necesario calcular la Densidad de Potencia por cada hora.

Es necesario explicar que la densidad de potencia promedio cada diez minutos es una característica única e irrepetible, por esta razón no es

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

válido interpretar estos datos combinados como la característica en una hora, pero es factible sumar cada seis datos de diez minutos y promediar su valor, esta es una aproximación bastante buena de la característica solar en una hora para Uchucay, obteniendo como resultado densidad de potencia promedio cada hora.

### a. Características Canal de registro del Sensor.

<b>Channel #</b>	<b>10</b>
Type	4
Description	1948 Li-Cor #LI200SA
Details	sensor radiación solar
Serial Number	SN:
Height	5 m
Scale Factor	11945
Offset	0
Units	W/M2

### b. Método de Cálculo de la Densidad de Potencia Promedio por hora [W/m<sup>2</sup>]-h

BASE DE DATOS ELECAUSTRO					
Date & Time Stamp	CH10Avg	CH10SD	CH10Max	CH10Min	Calculo Densidad de Potencia Promedio-hora [W/m2]-h
01/01/2010 6:00	0,2	0,4	1,2	0	17,1
01/01/2010 6:10	1,9	0,8	3,6	0	
01/01/2010 6:20	5	1,3	8,4	2,4	
01/01/2010 6:30	15	4,2	21,5	8,4	
01/01/2010 6:40	29	5,9	40,6	20,3	
01/01/2010 6:50	51,3	4,8	58,5	40,6	
01/01/2010 7:00	63,2	5,9	76,4	56,1	170,4
01/01/2010 7:10	112,2	33,6	168,5	76,4	
01/01/2010 7:20	121,5	9,2	141	111,1	
01/01/2010 7:30	145,6	20,8	188,8	111,1	
01/01/2010 7:40	237,2	41,7	300,9	180,4	
01/01/2010 7:50	342,9	16,8	366,6	277,4	

TABLA 14 REGISTRO Y CÁLCULO DE [W/M<sup>2</sup>]-H.

Dónde:

CH10Avg	promedio
CH10SD	desviación
CH10Max	máximo instantáneo
CH10Min	mínimo instantáneo

Como se observa el método consiste en tomar los datos de densidad de potencia promedio correspondientes a la medición cada diez minutos expresados en la columna CH10Avg, se procede a agrupar seis términos a la vez lo cual corresponde a un tiempo de una hora, estos se promedian obteniendo como resultado una aproximación de la densidad de potencia promedio por hora, expresadas en los cuadros azules, el método se repite para los tres años de mediciones.

### 2.3.2 ANUARIO DE IRRADIANCIA DÍA-HORA

Para una mejor visualización de los valores calculados de densidad de potencia por hora, además facilita el cálculo por periodo y año expresado en  $[W/m^2]$ . Se tabulan los datos semanalmente, donde los índices superiores corresponden a los días del año y en la primera columna de la izquierda se indican las horas de sol diarias, esto debido a que las horas restantes se registran como cero puesto que no existe incidencia de radiación solar.

Los datos se cuadran de la siguiente forma para todas las semanas durante tres años (2009-2010-2011):

IRRADIANCIA ENERO 2010							
DIA/HORA	8	9	10	11	12	13	14
5	0	0	0	0	0	0	0
6	17	7	7	2	5	16	20
7	116	141	60	23	93	191	222
8	319	296	308	135	193	262	216
9	317	377	588	227	339	554	433
10	210	672	356	577	578	622	569
11	451	439	457	872	656	787	875
12	311	292	577	507	777	716	604
13	227	172	669	359	426	942	615
14	251	206	657	240	530	690	557
15	76	228	380	140	456	461	584
16	65	159	132	87	308	322	459
17	28	36	38	29	106	92	189
18	4	2	3	3	5	10	13
19	0	0	0	0	0	0	0

TABLA 15 DENSIDAD DE POTENCIA DIARIA POR HORA – SEGUNDA SEMANA ENERO 2010.

### 2.3.3 TABULACIÓN DE IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL

Los datos ofrecidos en las tablas de radiación e irradiación se calculan como medias de medidas realizadas en varios años, de tal forma que se ofrecen valores promediados de años buenos, regulares y malos meteorológicamente hablando, hecho que nos asegura una mayor fiabilidad en dichos datos.

Lo mismo ocurre con los datos mensuales de las tablas de radiación e irradiación, ya que durante el transcurso de un mes se pueden presentar condiciones meteorológicas prolongadas de lluvias, días nublados, tiempo seco y claro, que pueden afectar a los cálculos mensuales de radiación solar. Sin embargo, estos fenómenos se promedian a lo largo de varios años de toma de datos, haciéndolos muy fiables a partir de medias calculadas durante tres o más años [6].

De acuerdo con lo anterior se realiza un promedio de cada hora de sol diario para cada mes de los años analizados, además se obtiene la aproximación de la densidad de potencia promedio por cada hora de sol diario en un año.

#### 2.3.3.1 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2009

IRRADIACION SOLAR AÑO 2009 [W/m <sup>2</sup> ]												
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2	3	9	10	13	13	9	11	29	50	46	26
7	2	34	105	100	107	109	112	116	182	224	211	151
8	3	117	288	250	293	279	261	323	406	447	415	389
9	3	231	499	408	455	419	390	495	556	640	573	645
10	3	307	626	580	546	611	497	562	605	725	654	747
11	3	326	722	601	544	574	581	560	623	711	656	686
12	3	315	715	618	602	562	586	618	666	815	688	735
13	3	345	666	541	594	516	538	606	646	696	622	660
14	3	239	605	486	495	432	545	549	615	598	578	573
15	3	166	461	346	344	315	413	363	462	431	400	358
16	3	98	260	178	176	201	237	228	289	248	237	192
17	3	39	74	53	44	59	105	88	111	67	73	58
18	3	7	6	4	2	3	4	4	2	1	1	2
19	3	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0

TABLA 16 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2009.

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

Durante el mes de enero y hasta el 15 de febrero el sensor presenta un daño, por esta razón se registra valores de cero tabulados como se observa.

### 2.3.3.2 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2010

IRRADIACION SOLAR AÑO 2010 [W/m <sup>2</sup> ]												
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10	6	9	15	16	9	9	13	24	21	13	7
7	129	88	109	129	133	97	117	116	159	99	65	30
8	305	287	294	319	319	267	308	296	331	237	117	52
9	488	486	494	506	487	422	476	498	480	332	140	91
10	563	596	639	612	637	470	637	593	590	385	190	132
11	600	633	697	688	694	550	691	577	644	440	228	91
12	540	584	708	683	677	578	687	564	641	481	253	115
13	623	607	628	604	617	557	616	567	606	458	279	116
14	563	539	536	503	560	441	497	488	499	424	249	100
15	432	437	421	385	337	333	401	353	376	248	182	52
16	263	269	263	233	187	193	245	225	207	145	96	33
17	92	91	89	72	55	62	87	92	74	48	35	12
18	7	9	6	3	1	2	3	4	2	1	1	1
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

TABLA 17 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2010.

La tabla 17, refleja datos completos para todas las horas de cada mes del año, pero debido a las esporádicas mediciones realizadas por el sensor en los meses de octubre, noviembre y diciembre, además de tener un nivel bajo de densidad de potencia existes, varias fluctuaciones en los valores lo que indica que no son meses típicos por hora solar, excluyendo estos se puede considerar como un año tipo.

### 2.3.3.3 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2011

IRRADIACION SOLAR AÑO 2011 [W/m <sup>2</sup> ]												
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2	0	0	5	16	11	6	11	25	43	41	19
7	2	1	5	39	128	114	93	141	157	195	197	118
8	2	1	9	94	318	313	267	297	346	393	410	311
9	2	0	23	146	486	488	405	467	528	610	594	495
10	2	0	29	182	574	540	501	564	603	732	714	645
11	3	0	50	231	642	612	530	606	620	728	679	600
12	5	1	25	253	618	652	552	654	590	760	795	711
13	7	4	3	227	589	603	484	647	572	722	719	667

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

14	5	6	17	202	505	477	403	580	500	628	525	540
15	4	1	9	159	348	342	364	402	361	429	383	324
16	4	0	10	83	208	188	193	240	253	226	192	140
17	4	0	5	21	58	53	74	110	90	61	43	41
18	4	0	1	1	1	2	3	5	2	1	1	2
19	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

**TABLA 18 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL POR HORA SOLAR DIARIA AÑO 2011.**

Al igual que el año 2009 el sensor presenta un daño durante los meses de enero, febrero y marzo aunque si se registran valores, y se repone al siguiente mes, donde los datos se registran correctamente y es posible su estudio.

### 2.3.4 CORRECCIÓN DE TABLAS DE IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL

Estadísticamente no es desacertado afirmar que la probabilidad de las condiciones meteorológicas ocurridas en los periodos de un año  $x$ , sean invariables para distintos años, por lo tanto, como el 2010 presenta datos con pocas irregularidades, además posee datos a lo largo de todo el ciclo se lo considera como un Año Tipo, el mismo se utiliza como referencia para los periodos carentes de mediciones.

### 2.3.5 RESULTADOS DENSIDAD DE POTENCIA O IRRADIANCIA MENSUAL Y ANUAL

En los valores diarios la insolación directa e insolación global sobre una superficie horizontal contienen los promedios diarios (dentro del muestreo mencionado) de cada una de ellas, expresados en  $W/m^2/día$ .

#### 2.3.5.1 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2009

Para obtener datos del mes de enero se tomó como referencia el comportamiento típico que sucede durante el año 2010, y para aproximar a la realidad se promedian los valores existentes del mes de febrero entre los años 2009 y 2010, de modo que se consta con datos completos para todos



Los periodos del año y en base a ello realizar un mejor estudio. Donde la irradiancia promedio hora en un día al año es de  $331\text{W/m}^2$ , con una desviación estándar de 45,19 que indica una variación del promedio en un rango de  $\pm 11,62\text{W/m}^2$ , es decir,  $331\pm 11,62\text{W/m}^2$  de la media en una hora del día al año. Refiérase al Anexo A.

#### **2.3.5.2 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2010**

Debido a las esporádicas mediciones realizadas por el sensor en los meses de octubre, noviembre y diciembre especialmente en los dos últimos se procede a promediar con los valores de los meses anteriores, para octubre se promedia los valores del mismo año con los otros dos, y los de noviembre y diciembre se reemplazan por el promedio de los años anteriores. Donde la irradiancia promedio hora en un día al año es de  $335\text{W/m}^2$ , con una desviación estándar de 21,70 que indica una variación del promedio en un rango de  $\pm 7,89\text{W/m}^2$ , es decir,  $335\pm 7,89\text{W/m}^2$  de la media en una hora del día al año. Refiérase al Anexo B.

#### **2.3.5.3 Irradiancia Mensual y Anual: Año 2011**

Es necesario contar con datos de los meses de enero, febrero y marzo, para ello se tomó como referencia el comportamiento típico que sucede durante el año 2010, los resultados se observa en la tabla. 21. Donde se registra datos completos durante todo el año, además al no existir datos coherentes del mes de abril, es necesario promediar estos valores con los años anteriores con el fin de obtener valores más confiables. Donde la irradiancia promedio hora en un día al año es de  $329\text{W/m}^2$ , con una desviación estándar de 38,46 que indica una variación del promedio en un rango de  $\pm 10,94\text{W/m}^2$ , es decir,  $329\pm 10,94\text{W/m}^2$  de la media en una hora del día al año. Refiérase al Anexo C.

### **2.3.6 MODELAMIENTO DEL PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR POR DÍA**

El modelo de comportamiento de la densidad de potencia en la zona se calculan como medias de las medidas realizadas en los años 2009-2010-2011 expresados en el punto (2.3.3), de tal forma que se ofrecen valores promediados de los diferentes periodos que presentan variaciones meteorológicamente hablando, de modo que nos asegura una mayor fiabilidad y confiabilidad en dichos datos, con este método se obtiene el Perfil de Radiación Solar Anual, dato importante el cual ayuda a analizar la capacidad energética de la localidad. Refiérase al Anexo D.

La densidad de potencia promedio anual para los tres años analizados es de  $332 [W/m^2]$ . El modelo explica la característica de irradiancia solar en el sector de Uchucay y toda la zona, de hecho es la tendencia de cada año para el lugar. Donde la desviación estándar es 29,04 lo cual representa una variación del promedio anual de  $\pm 7,32W/m^2$ , es decir,  $332 \pm 7,32W/m^2$  de la media en una hora del día al año.

#### **2.3.6.1 IRRADIANCIA DIARIA INCIDENTE POR MES**

Un parámetro determinante para la producción de energía eléctrica es la irradiancia solar directa, por lo tanto, se realiza un estudio de las curvas de densidad de potencia por mes (Isohelias), donde se visualiza el comportamiento habitual de cada mes, es decir, es un perfil de un día tipo por cada periodo del año durante las horas de sol diarias.

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE ENERO:

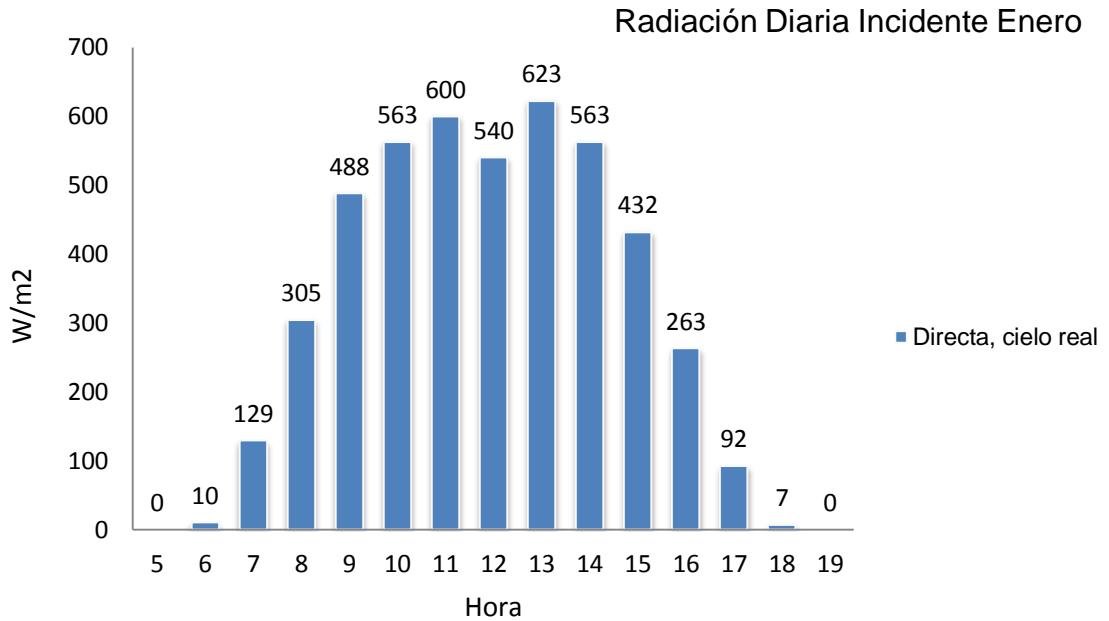


FIGURA 45 IRRADIANCIA DIARIA (ENERO, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE FEBRERO:

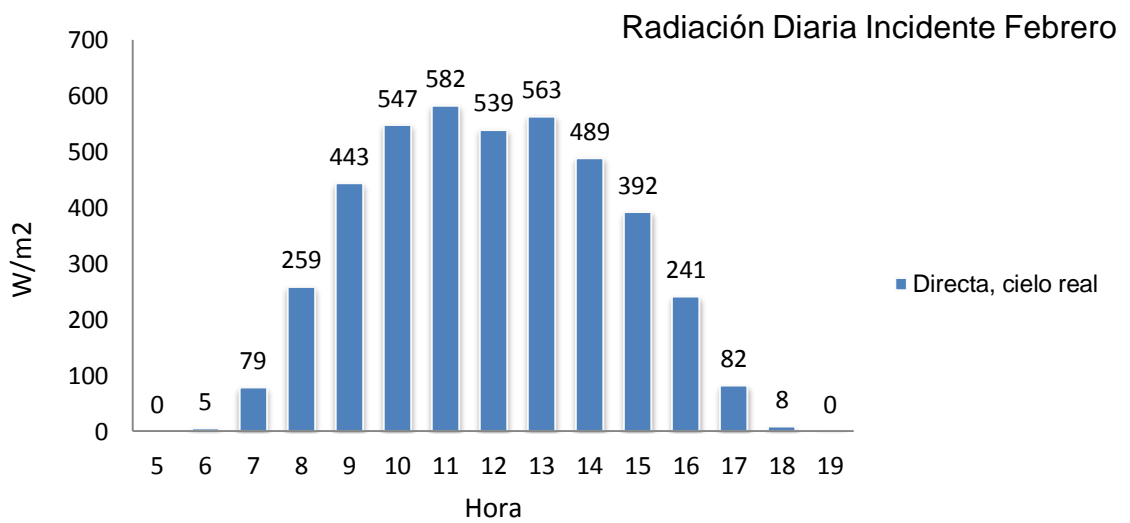


FIGURA 46 IRRADIANCIA DIARIA (FEBRERO, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE MARZO:

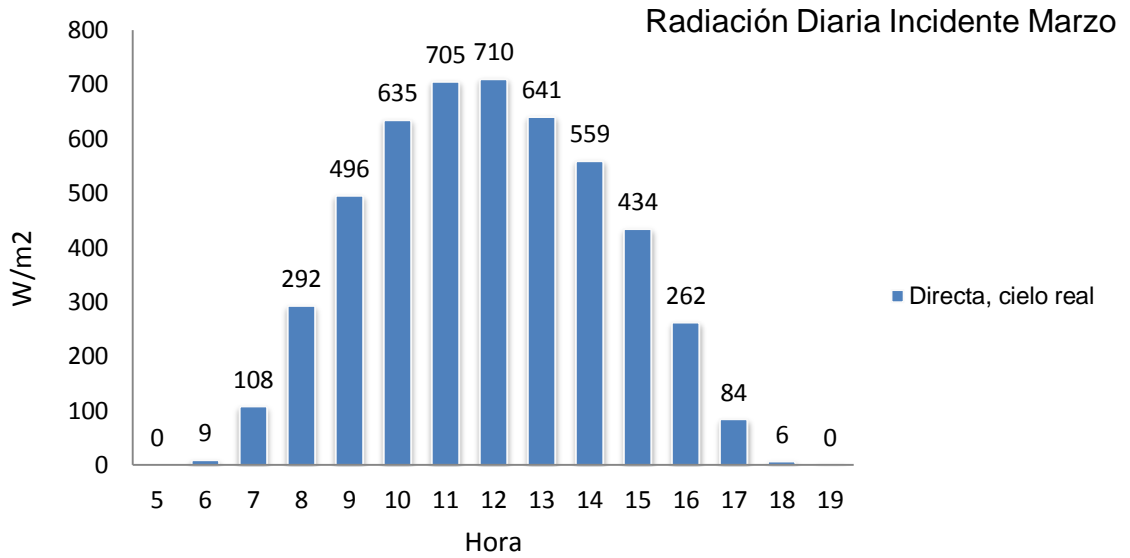


FIGURA 47 IRRADIANCIA DIARIA (MARZO, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE ABRIL:

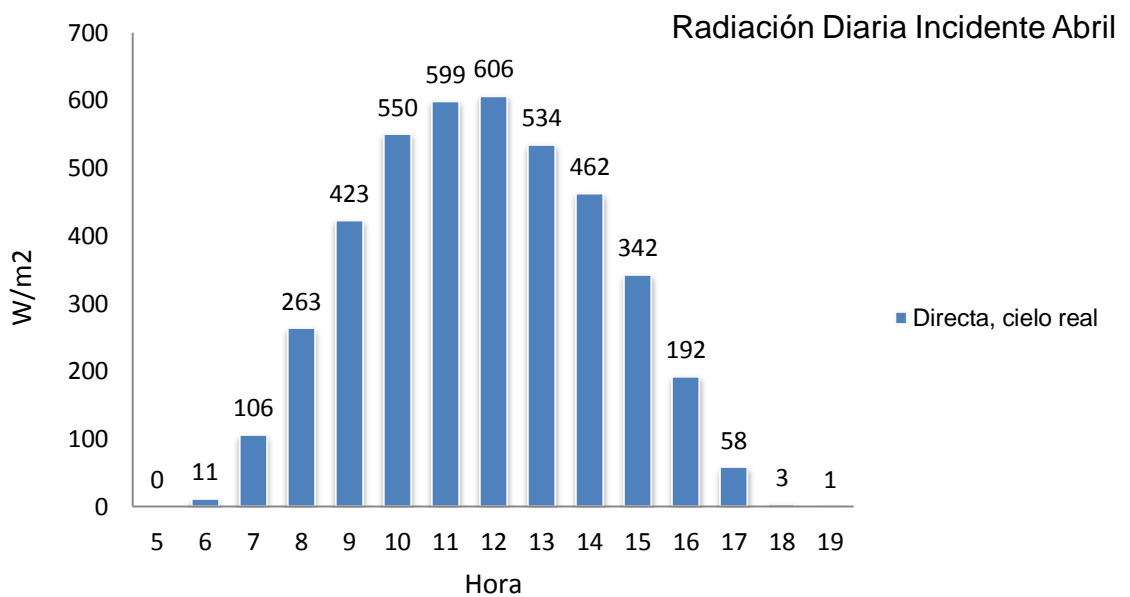
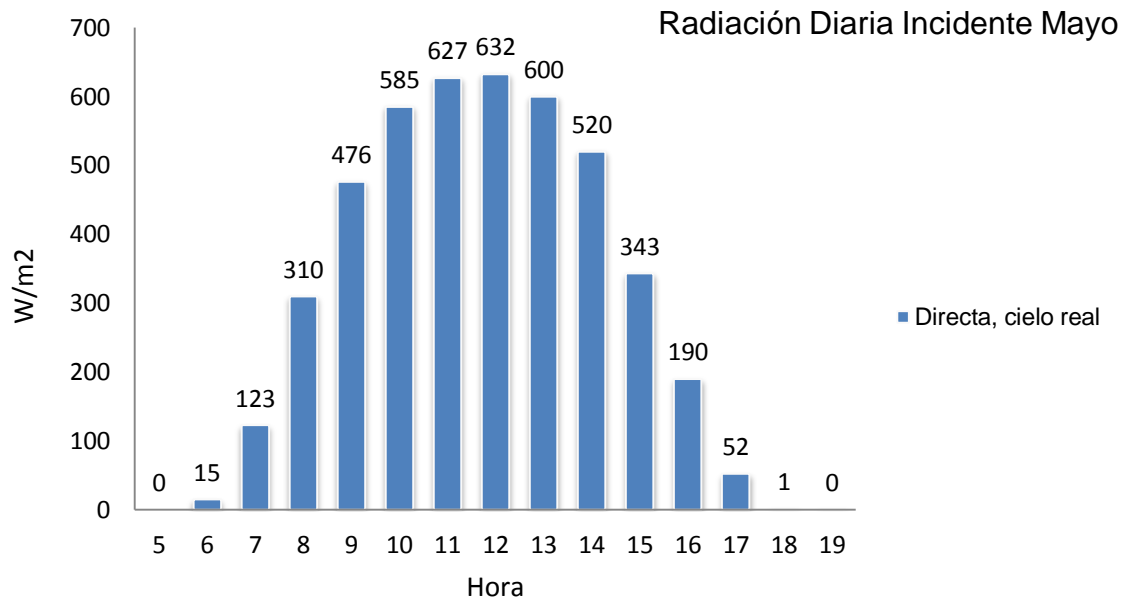


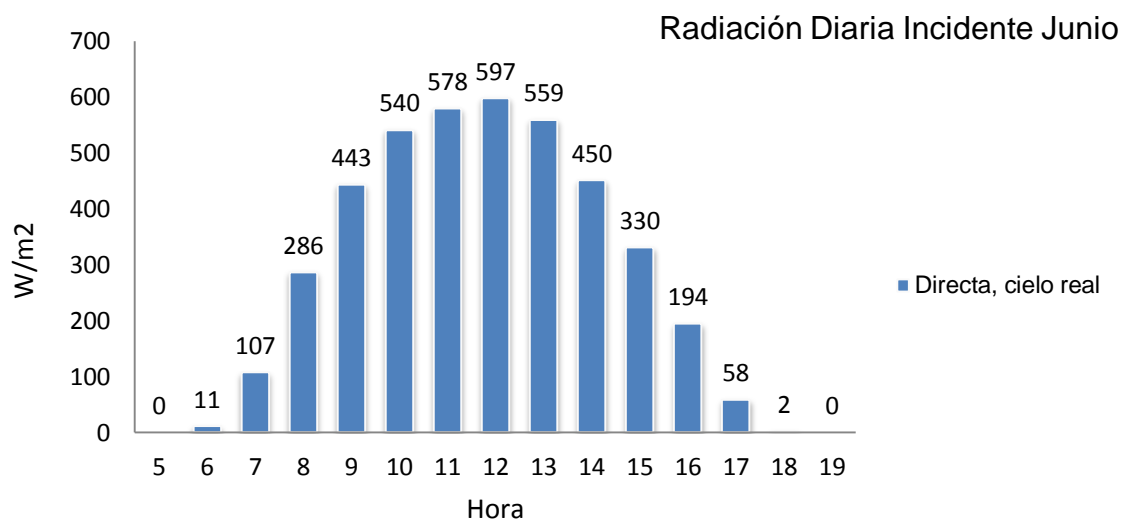
FIGURA 48 IRRADIANCIA DIARIA (ABRIL, UCHUCAY)

▪ **PERFIL DÍA TIPO, MES DE MAYO:**



**FIGURA 49** IRRADIANCIA DIARIA (MAYO, UCHUCAY)

▪ **PERFIL DÍA TIPO, MES DE JUNIO:**



**FIGURA 50** IRRADIANCIA DIARIA (JUNIO, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE JULIO:

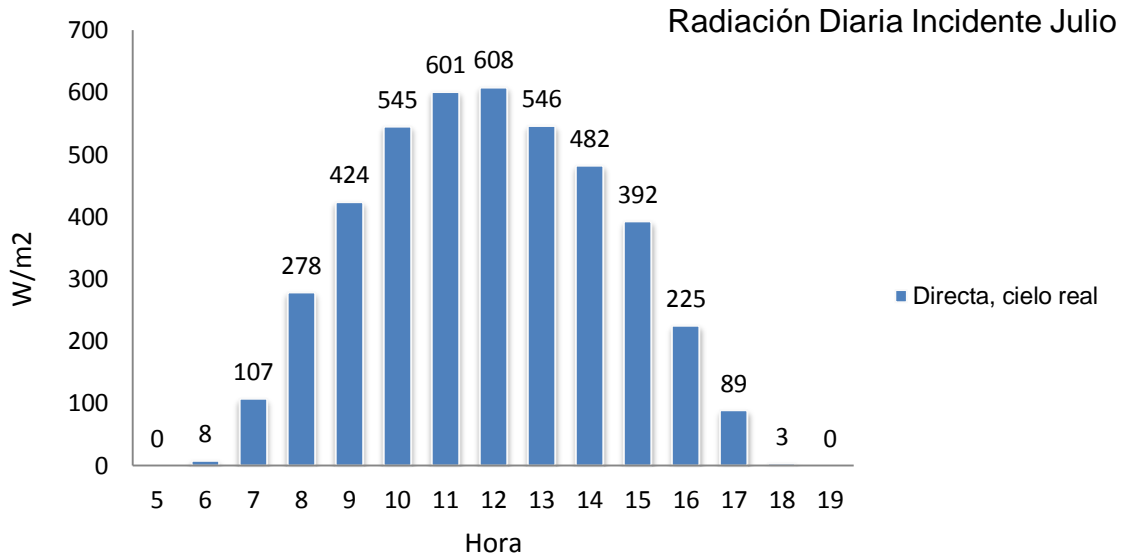


FIGURA 51 IRRADIANCIA DIARIA (JULIO, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE AGOSTO:

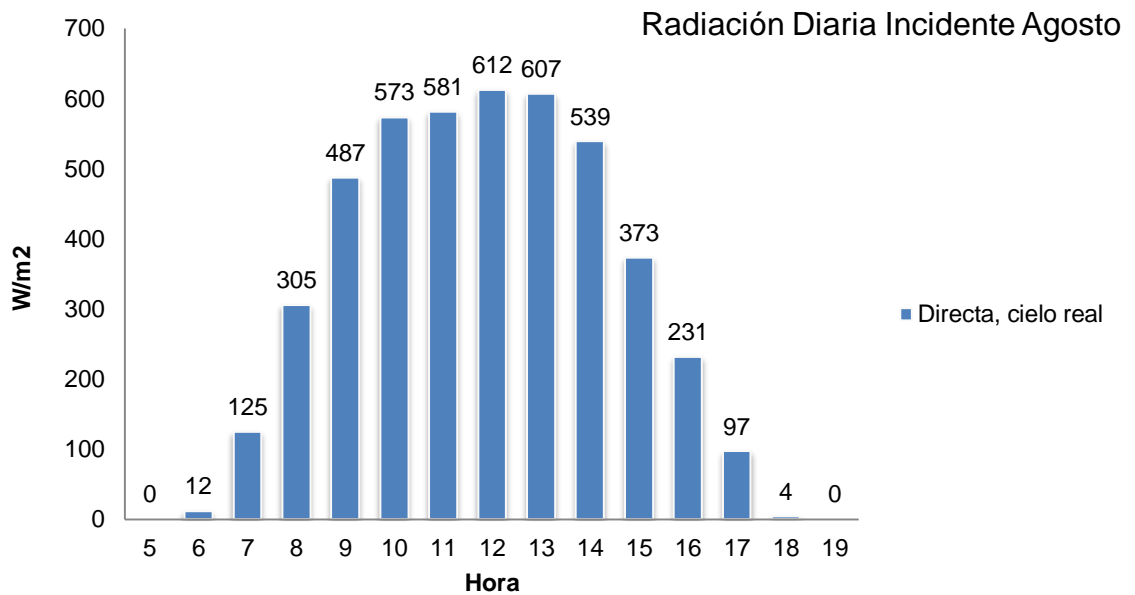
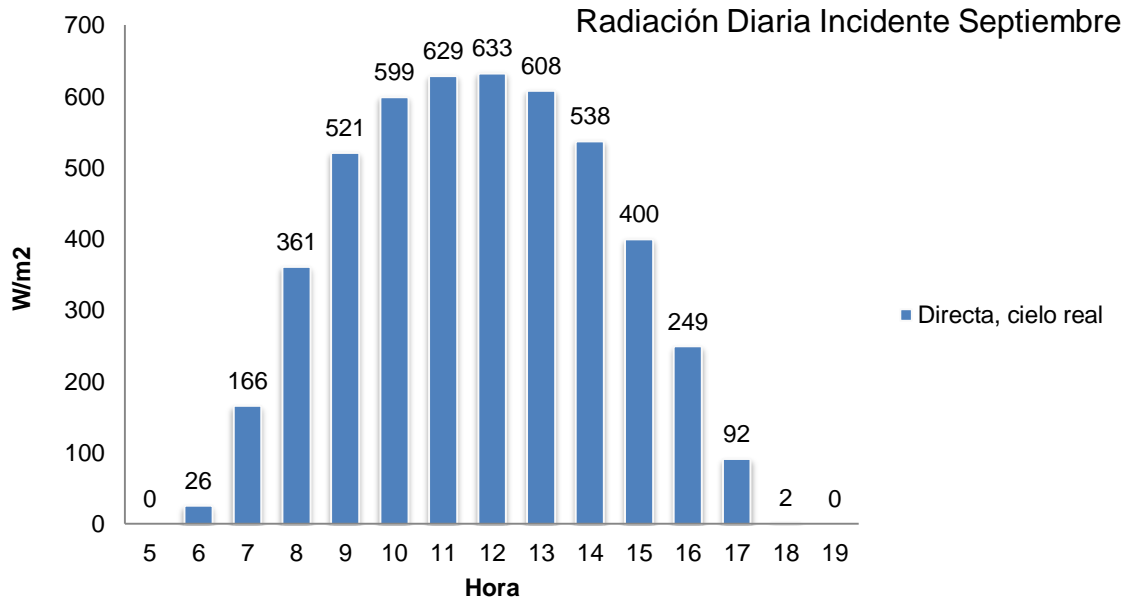


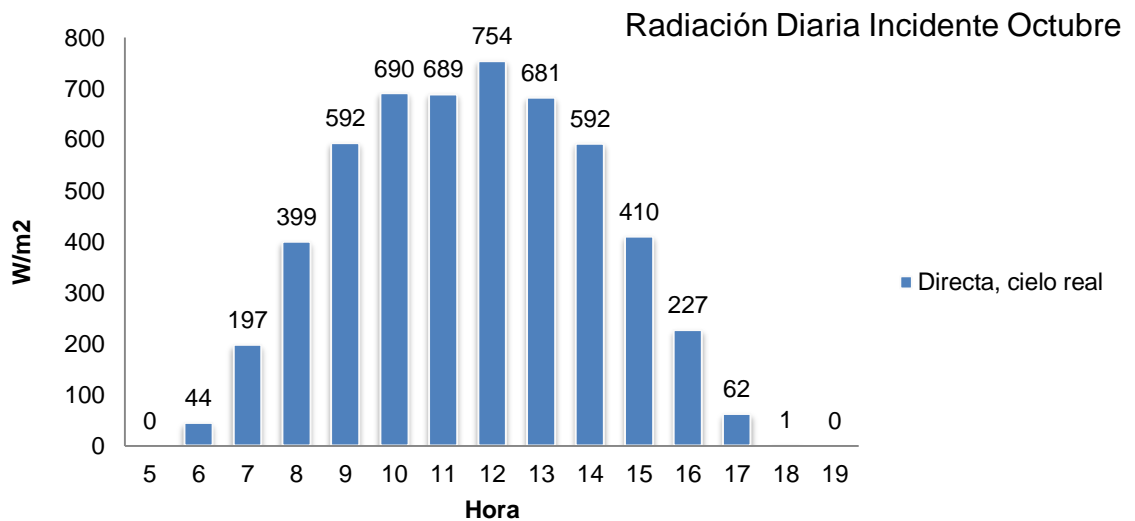
FIGURA 52 IRRADIANCIA DIARIA (AGOSTO, UCHUCAY)

▪ **PERFIL DÍA TIPO, MES DE SEPTIEMBRE:**



**FIGURA 53 IRRADIANCIA DIARIA (SEPTIEMBRE, UCHUCAY)**

▪ **PERFIL DÍA TIPO, MES DE OCTUBRE:**



**FIGURA 54 IRRADIANCIA DIARIA (OCTUBRE, UCHUCAY)**

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE NOVIEMBRE:

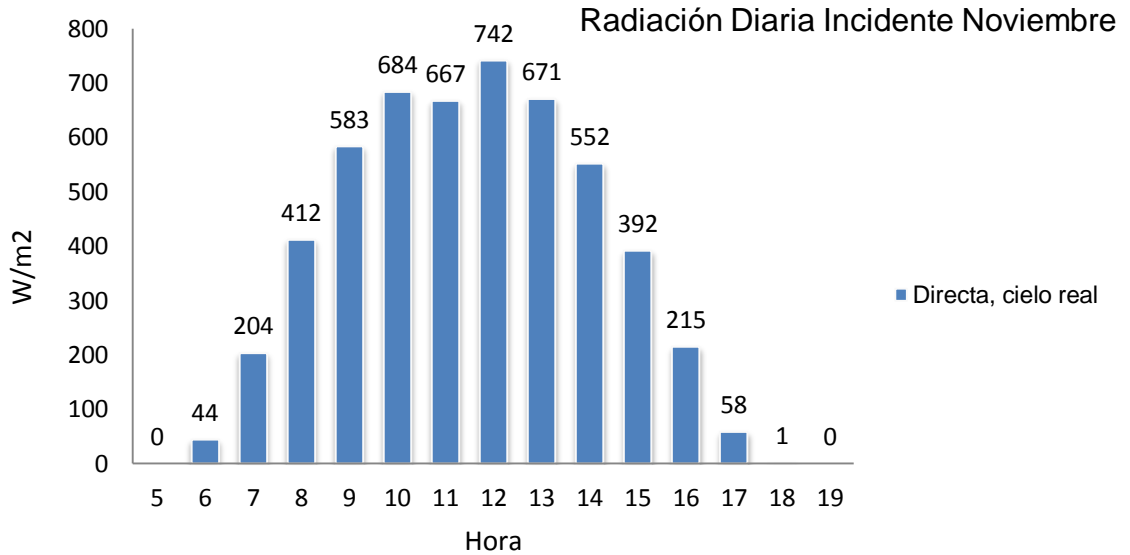


FIGURA 55 IRRADIANCIA DIARIA (NOVIEMBRE, UCHUCAY)

▪ PERFIL DÍA TIPO, MES DE DICIEMBRE.

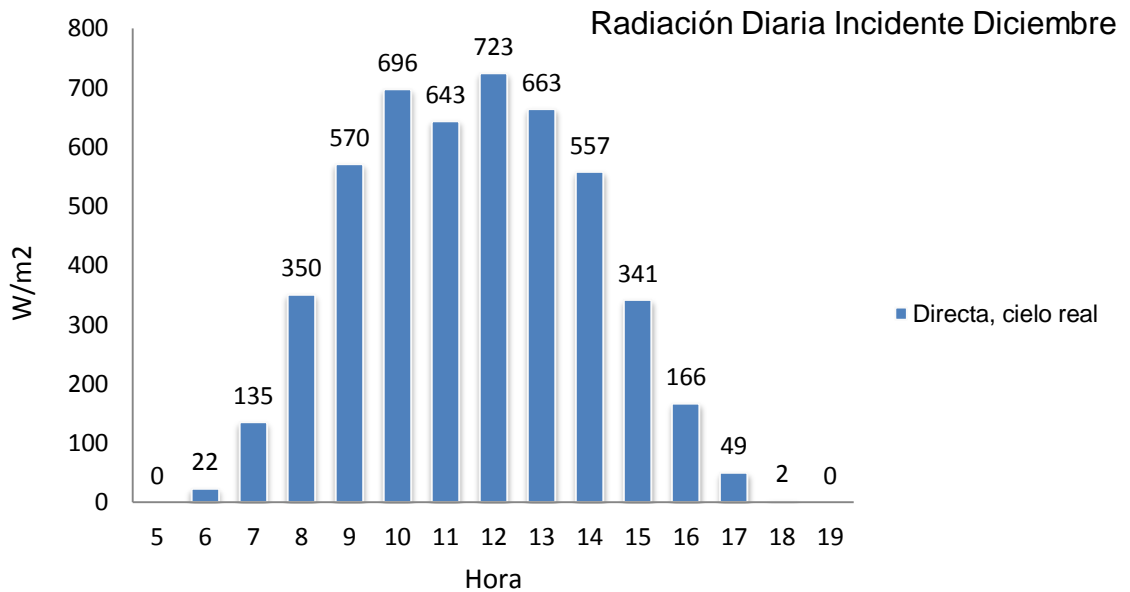


FIGURA 56 IRRADIANCIA DIARIA (DICIEMBRE, UCHUCAY)



### 2.3.7 PERFIL DIARIO DE IRRADIACIÓN SOLAR ANUAL

A continuación se presenta el perfil de irradiación diaria obtenido del promedio de los valores diarios de todos los meses.

- PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR UCHUCAY:

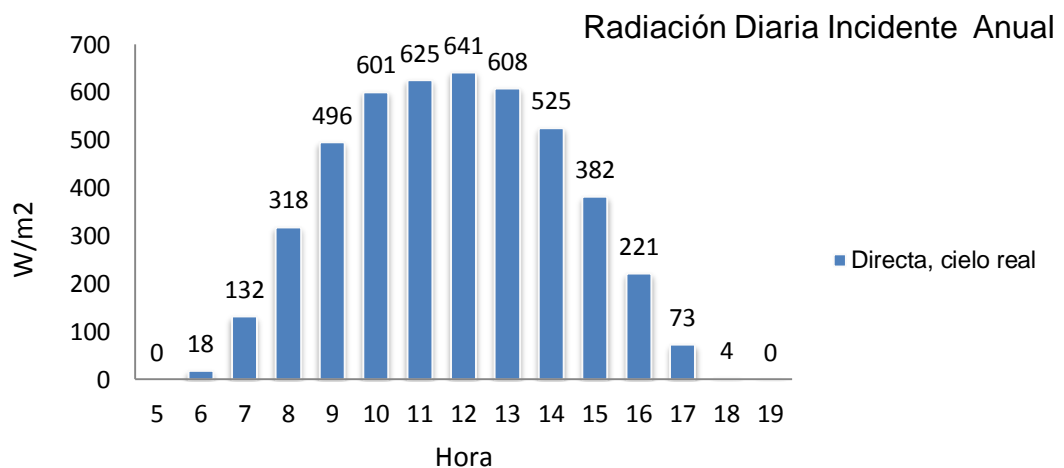


FIGURA 57 PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY)

En la figura 57, se aprecia la densidad de potencia por hora en un día, donde la incidencia de radiación solar inicia a las seis horas y culmina aunque en muy poca proporción a las 19 horas siendo este un valor despreciable, lo cual indica que se goza de 12 horas de luz.

El crecimiento al cual tiende la curva de irradiancia se debe a que cuando se da la máxima radiación de los rayos solares, ellos inciden perpendicularmente respecto a la horizontal esto es cuando el sol alcanza las 12 horas como se puede observar, es decir, los rayos solares forman un ángulo con la horizontal diferente de  $90^{\circ}$  durante todas las demás horas del día y es por ello que la irradiancia es menor, el efecto se repite de forma ambigua durante la tarde.

Además es necesario mencionar que el sistema de conversión de energía eléctrica a utilizar alcanzaría su máximo rendimiento de acuerdo a

las características meteorológicas de la zona a las 12h del medio día promedio al año.

### 2.3.8 PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO

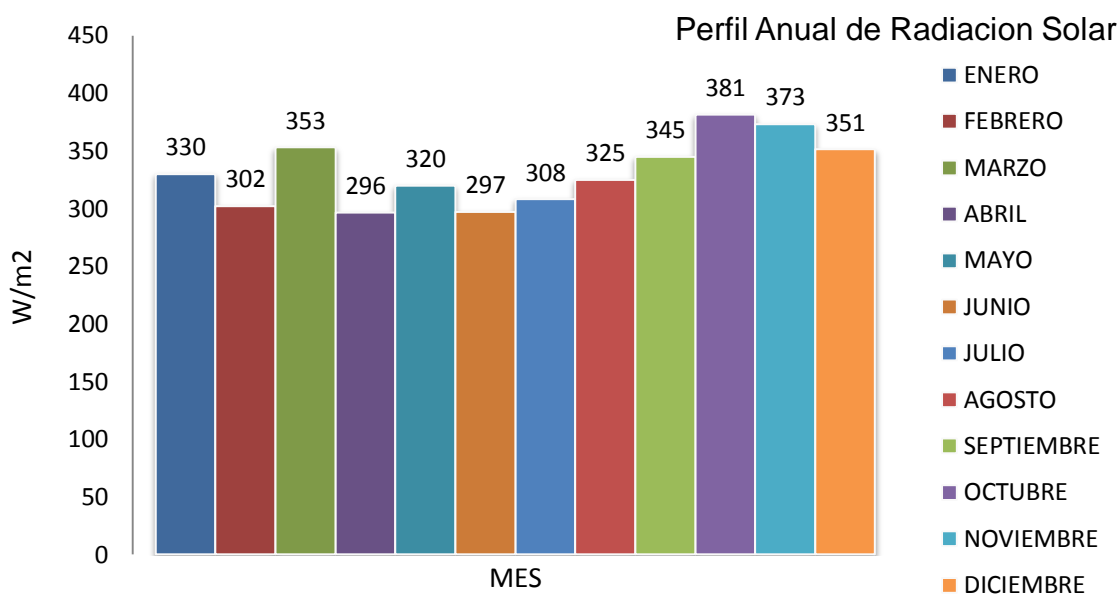


FIGURA 58 PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY)

De acuerdo con la figura 58, en Uchucay se tiene una irradiancia que oscila entre los valores de 308 W/m<sup>2</sup> para el mes de julio y 353 W/m<sup>2</sup> para el mes de marzo, observándose que el primer y segundo valor originaría un rendimiento bajo (irradiancia solar mínima) y alto (irradiancia solar máxima) respectivamente a lo largo de un año.

Para el análisis posterior que se realizara en este proyecto de tesis se estima una media anual de 325 W/m<sup>2</sup>, la cual dará una aproximación nominal de la capacidad de la planta solar.

## **2.4 ESTIMACIÓN DEL NIVEL IRRADIACIÓN (ENERGÍA) SOLAR UCHUCAY**

### **2.4.1 CALCULO DE LA IRRADIACIÓN INCIDENTE-HORA [W\*H/M2]**

A partir de los datos de densidad de potencia promedio cada diez minutos, se calcula la energía para el mismo rango de tiempo, para ello es necesario multiplicar por cada valor tabulado un factor de tiempo expresado en horas, obteniendo la energía en un rango de diez minutos.

El factor de tiempo ( $t$ ), por el cual se multiplica los valores de la densidad de potencia promedio, se calcula como sigue:

Si:

$$1h = 60min$$

$$t = ? = 10min$$

$$t = \frac{10min * 1h}{60min} = 0,1666h$$

$$t = 0,1666h \approx 0,17h$$

$$\boxed{t = 0,17h}$$

Dónde:

$h \rightarrow$  hora

$min \rightarrow$  minutos

$t \rightarrow$  factor de tiempo multiplicador

Por lo tanto, el factor de tiempo es  $0,17h$ , que se lo multiplica por los datos de densidad de potencia para obtener datos de energía, el proceso es el siguiente:

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### a. Cálculo de la Irradiación (energía) en función de la densidad de potencia:

BASE DE DATOS ELECAUSTRO					
Date & Time Stamp	CH10Avg	CH10SD	CH10Max	CH10Min	Calculo de Energía (0,17h*CH10Avg) [W*h/m <sup>2</sup> ]
05/07/2009 7:10	46,2	5,4	54,9	37	7,7
05/07/2009 7:20	56,6	1	58,5	53,8	9,4
05/07/2009 7:30	55,9	0,8	58,5	53,8	9,3
05/07/2009 7:40	77,3	14,1	102,7	58,5	12,9
05/07/2009 7:50	92,6	6,8	103,8	84,7	15,4
05/07/2009 8:00	81,3	8	101,6	71,6	13,6
05/07/2009 8:10	140,3	32,1	249,6	102,7	23,4
05/07/2009 8:20	272,9	112,9	535,6	143,3	45,5
05/07/2009 8:30	440,7	45,5	522,7	317,6	73,5

TABLA 19 MÉTODO DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA [W\*h/m<sup>2</sup>].

### b. Método de Cálculo de la Irradiación Solar por hora [W\*h/m<sup>2</sup>].

Previo a estudiar el método de cálculo se debe resaltar lo siguiente; *la energía solar incide sobre la superficie terrestre todo el tiempo, por lo tanto, al medir esta durante un tiempo estimado se cuantifica la irradiación solar total equivalente al periodo de medición.* El procedimiento consiste en agrupar seis valores a la vez de la columna de energía cada diez minutos lo cual corresponde a una hora de irradiación solar, estos sumados se obtiene como resultado la energía total por hora, expresados en los cuadros color gris, el método se repite para los tres años de mediciones.

BASE DE DATOS ELECAUSTRO				
Date & Time Stamp	CH10Avg	Irradiancia Promedio-hora [W/m <sup>2</sup> ] - h	Calculo de Energía (0,17*CH10Avg) [W*h/m <sup>2</sup> ]	Calculo de Irradiación por hora [W*h/m <sup>2</sup> ]
05/07/2009 7:00	35,6	60,70	5,9	60,70
05/07/2009 7:10	46,2		7,7	
05/07/2009 7:20	56,6		9,4	
05/07/2009 7:30	55,9		9,3	
05/07/2009 7:40	77,3		12,9	
05/07/2009 7:50	92,6		15,4	
05/07/2009 8:00	81,3	312,78	13,6	312,78
05/07/2009 8:10	140,3		23,4	
05/07/2009 8:20	272,9		45,5	
05/07/2009 8:30	440,7		73,5	
05/07/2009 8:40	459,6		76,6	

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

05/07/2009 8:50	481,9		80,3	
05/07/2009 9:00	518,8	527,50	86,5	527,50
05/07/2009 9:10	474,5		79,1	
05/07/2009 9:20	529,8		88,3	
05/07/2009 9:30	481,3		80,2	
05/07/2009 9:40	471,6		78,6	
05/07/2009 9:50	689		114,8	

TABLA 20 MÉTODO DE CÁLCULO DE LA ENERGÍA POR HORA [W\*H/M2].

**Nota.-** Cabe recalcar que los datos de irradiancia promedio por hora y los de irradiación (energía) por hora son iguales como se puede ver, esto se debe a que si se considera los datos de densidad de potencia en una hora (expresados en los cuadros azules), para convertir estos valores a energía es necesario multiplicarlos por un factor de tiempo, en este caso se necesita irradiación expresada en horas, por lo tanto, el factor de tiempo es igual a uno que es 1h. Por esta razón los valores de potencia-hora son iguales a los datos de energía-hora.

De acuerdo con lo anterior para el cálculo de las tablas de energía diaria, mensual y anual, se basa en las tablas de irradiación promedio y se las multiplica por un factor de tiempo correspondiente para obtener energía según la necesidad.

### 2.4.2 RESULTADOS DE IRRADIACIÓN/ENERGÍA SOLAR MENSUAL Y ANUAL

#### 2.4.2.1 Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2009

La variación respecto al promedio de irradiación total diaria de 4.6 KW\*h/m<sup>2</sup>, ilustrada en la tabla. 26. Es calcula en base a la desviación estándar 0.633, es decir, varia 4.3+/-0,16KW\*h/m<sup>2</sup>, De igual manera se presenta una variación respecto al promedio de irradiación total mensual de 141,2+/-5,58KW\*h/m<sup>2</sup>. En el 2009 se entregó una energía total al año de 1694,3 KW\*h/m<sup>2</sup>. Refiérase al Anexo E.

#### **2.4.2.2 Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2010**

La variación respecto al promedio de irradiación total diaria de 4.7 KW\*h/m<sup>2</sup>, ilustrada en la tabla. 27. Es calcula en base a la desviación estándar 0.304, es decir, varia 4.7+/-0,11KW\*h/m<sup>2</sup>, De igual manera se presenta una variación respecto al promedio de irradiación total mensual de 142,9+/-3,51KW\*h/m<sup>2</sup>. En el 2010 se entregó una energía total al año de 1714,7 KW\*h/m<sup>2</sup>. Refiérase al Anexo E.

#### **2.4.2.3 Radiación/Energía Solar Mensual y Anual Año 2011**

La variación respecto al promedio de irradiación total diaria de 4.6KW\*h/m<sup>2</sup>, ilustrada en la tabla. 28. Es calcula en base a la desviación estándar 0.54, es decir, varia 4.6+/-0,152KW\*h/m<sup>2</sup>, De igual manera se presenta una variación respecto al promedio de irradiación total mensual de 140+/-4,75KW\*h/m<sup>2</sup>. En el 2011 se entregó una energía total al año de 1680,3 KW\*h/m<sup>2</sup>. Refiérase al Anexo E.

#### **2.4.3 MODELAMIENTO DEL PERFIL DE RADIACIÓN/ENERGÍA SOLAR ANUAL**

El modelo de comportamiento de la energía en la zona se calculan como medias de las radiaciones en los años 2009-2010-2011 expresados en el punto (2.4.2), de tal forma que se ofrecen valores promediados de los diferentes periodos que presentan variaciones meteorológicamente hablando, de modo que nos asegura una mayor fiabilidad y confiabilidad en dichos datos. Refiérase al Anexo F.

La variación respecto al promedio de irradiación total diaria es de 4.6+/-0,10KW\*h/m<sup>2</sup>, de igual manera se presenta una variación respecto al promedio de irradiación total mensual de 141,4+/-3,58KW\*h/m<sup>2</sup>. En el modelo se entrega una energía total al año de 1696,4KW\*h/m<sup>2</sup>.

### 2.4.4 PERFIL MENSUAL DE RADIACIÓN SOLAR POR HORA

A continuación se presenta el perfil mensual de energía por hora obtenido del promedio de los valores totales por hora de todos los meses en un año.

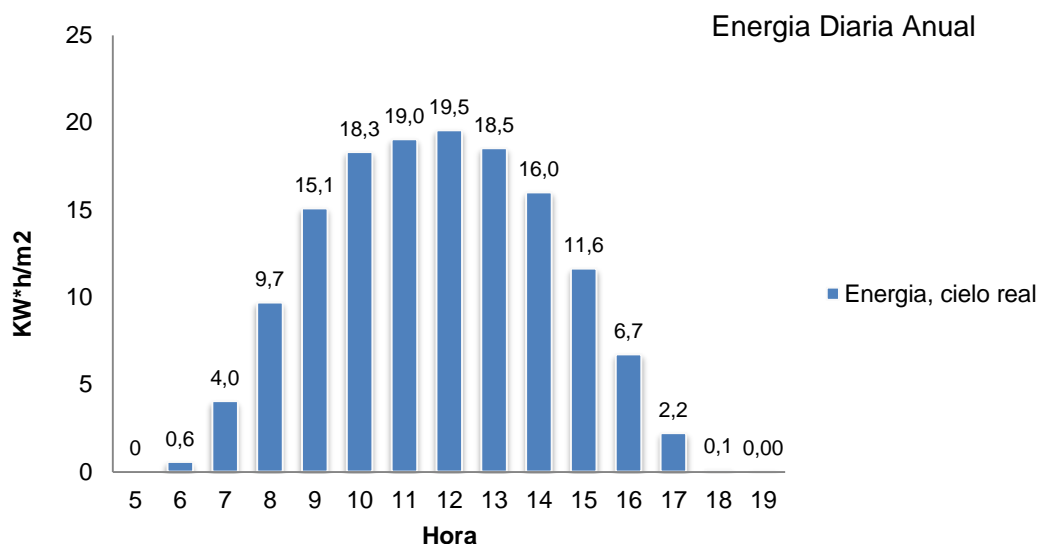


FIGURA 59 PERFIL MENSUAL DE RADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY)

### 2.4.5 PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR

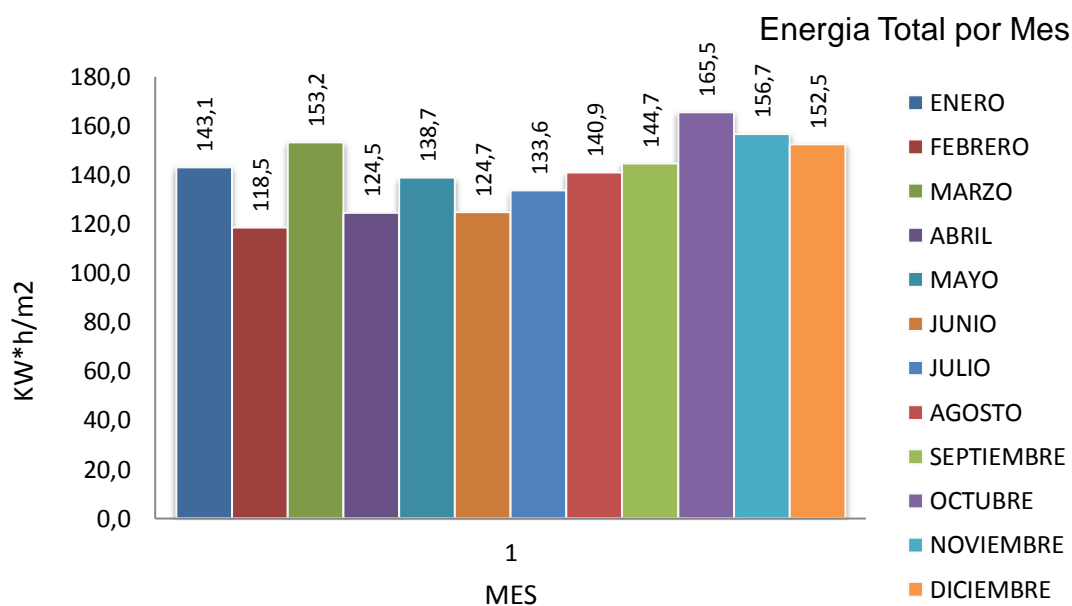


FIGURA 60 PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY)

Una forma particular de analizar la cantidad de radiación directa por mes es indicar que cantidad del porcentaje total de energía en un año tipo pertenece a cada mes, en la siguiente figura, se puede observar este criterio:

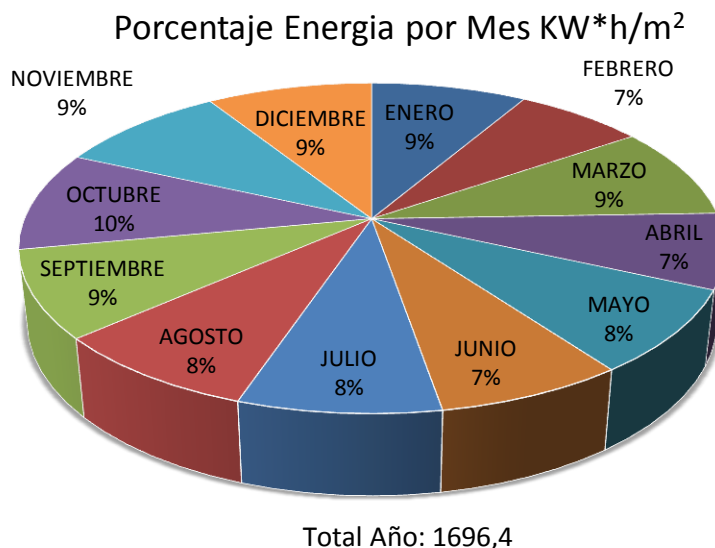


FIGURA 61 PORCENTAJE MENSUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR (UCHUCAY).

### 2.4.6 ENERGÍA TOTAL POR DÍA

En los textos sobre energía solar en el ecuador para cálculos de pequeñas generadoras se expresa que en un día tipo la cantidad promedio de energía entregada es de 4,2 KW\*h/m<sup>2</sup>, por esta razón se expresa en el siguiente grafico el nivel de radiación incidente en un día tipo por cada mes.

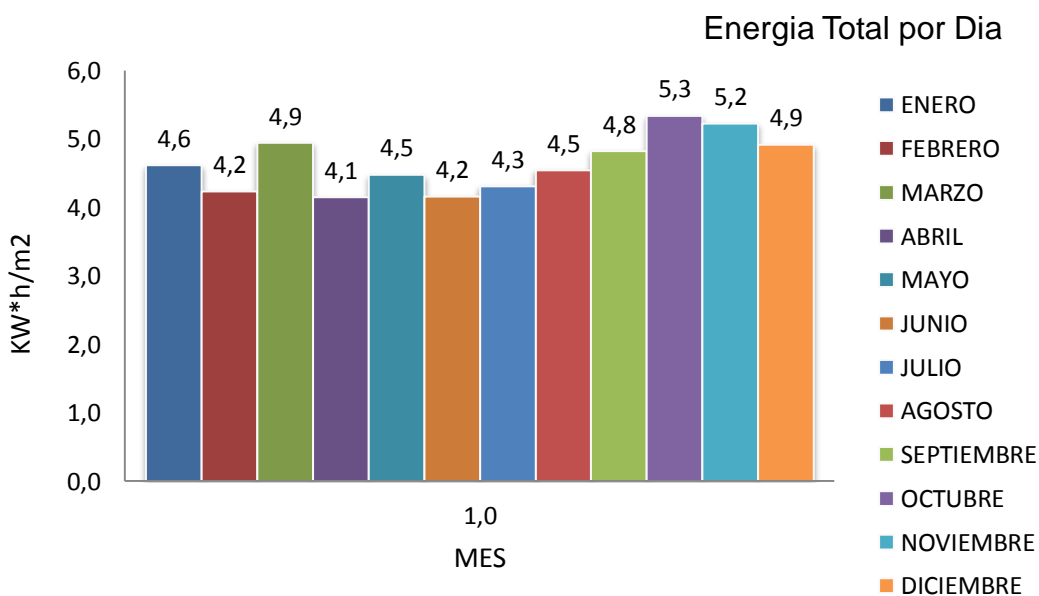


FIGURA 62 ENERGÍA TOTAL POR DÍA (UCHUCAY).



## 2.5 VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE RADIACIÓN SOLAR

Es importante analizar datos de energía y densidad de potencia solar máximos los cuales indican el pico de radiación incidente en la zona al igual que el mínimo que se registró, estos valores también se obtienen del promedio de varios años de medición los cuales presentaron variaciones climáticas uno respecto al otro.

Los datos presentados a continuación ayudan a un mejor dimensionamiento de una central solar tanto fotovoltaica como térmica-solar.

### 2.5.1 MÁXIMOS

#### a. Perfil Diario de Radiación Solar Uchucay

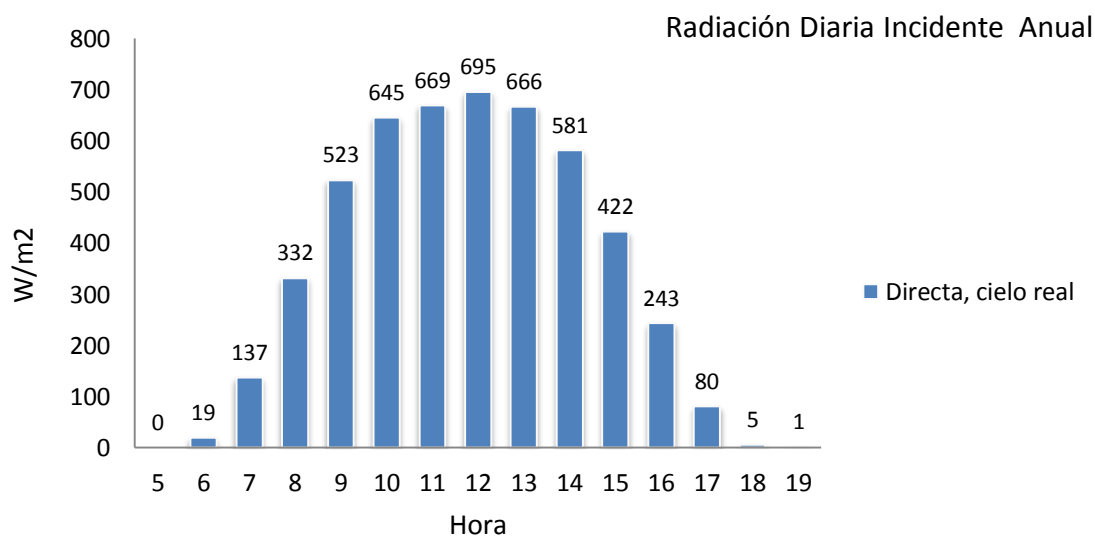


FIGURA 63 PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR MÁXIMA (UCHUCAY)

b. Perfil Anual de Radiación Solar Promedio

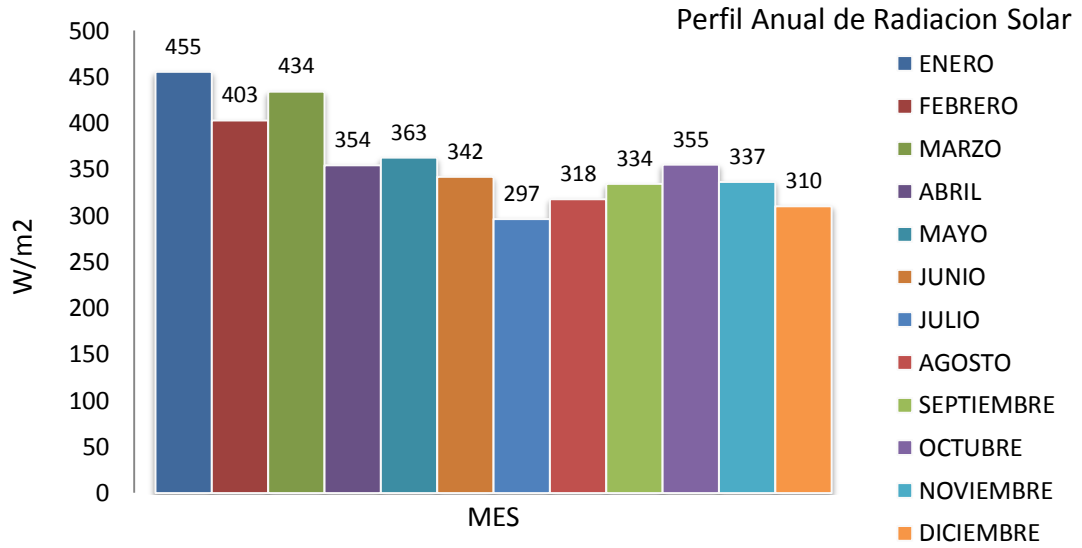


FIGURA 64 ENERGÍA TOTAL POR DÍA MÁXIMO (UCHUCAY).

c. Perfil Anual de Irradiación Solar

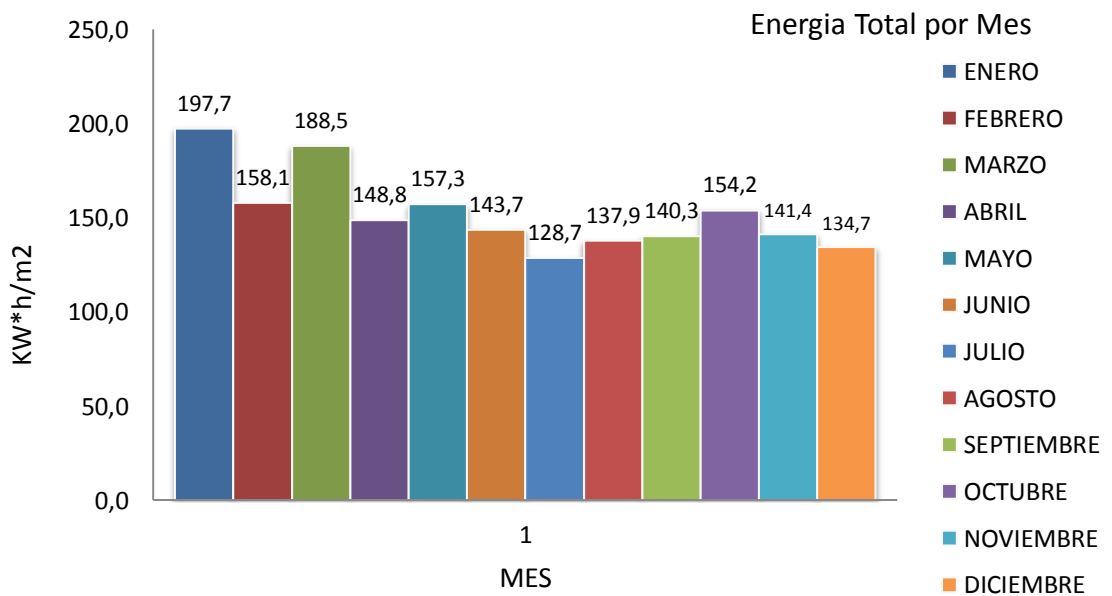


FIGURA 65 PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR MÁXIMO (UCHUCAY)

d. Energía Total por Día

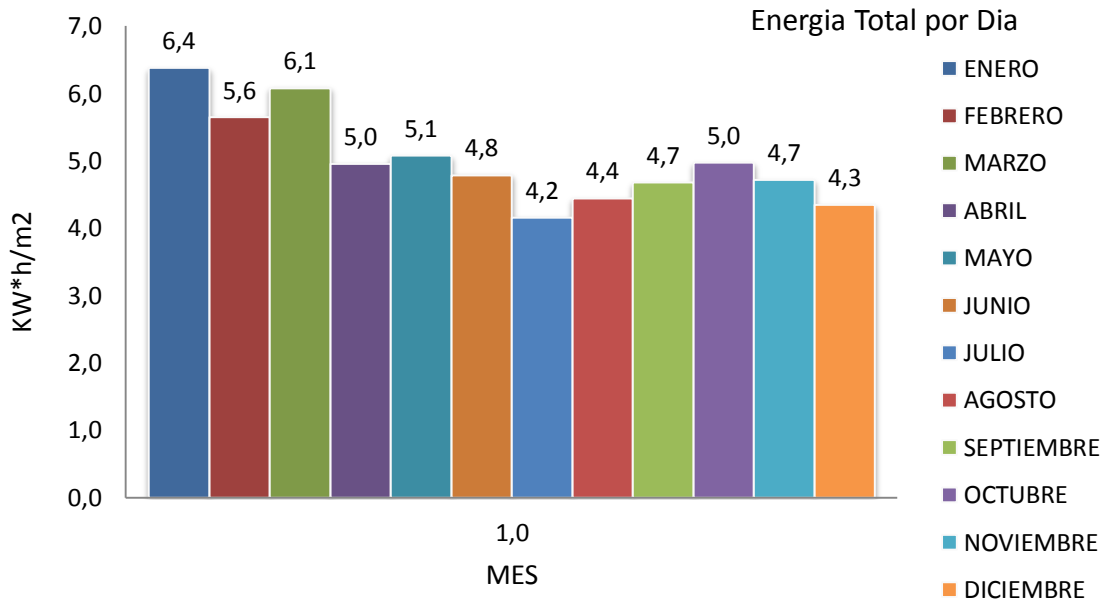


FIGURA 66 ENERGÍA TOTAL MÁXIMA POR DÍA (UCHUCAY).

2.5.2 MÍNIMOS:

a. Perfil Diario de Radiación Solar Uchucay

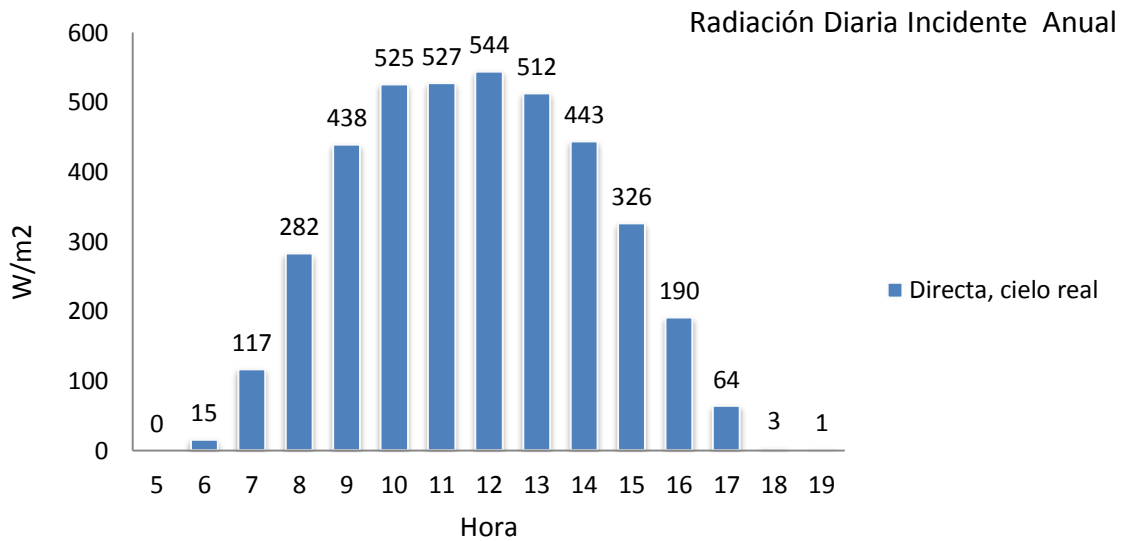


FIGURA 67 PERFIL DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR MÍNIMA (UCHUCAY)

**b. Perfil Anual de Radiación Solar Promedio**

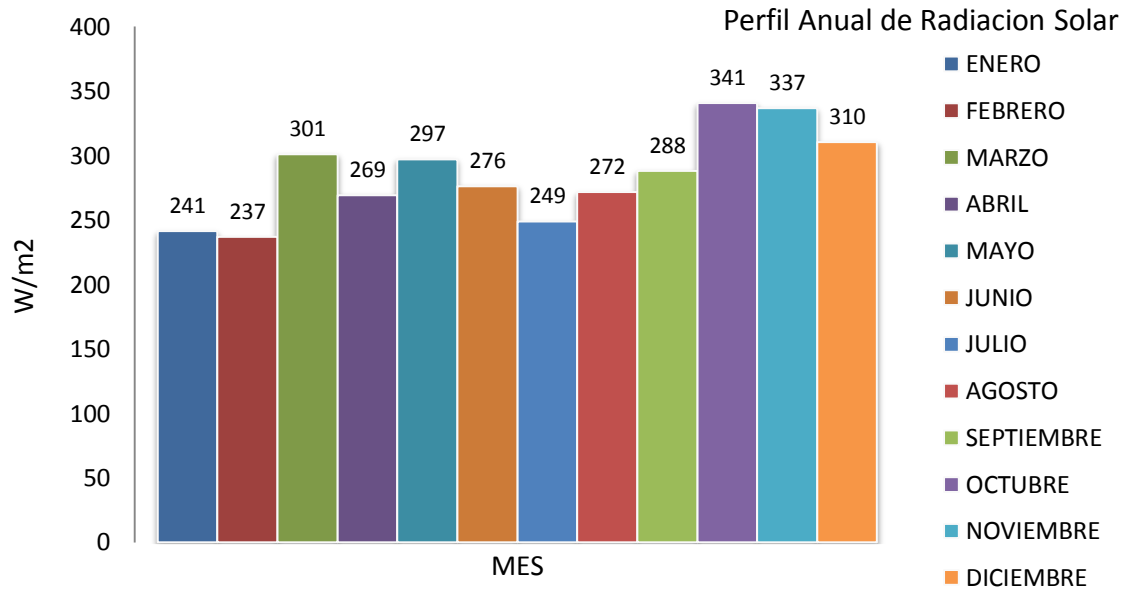


FIGURA 68 ENERGÍA TOTAL POR DÍA MÍNIMO (UCHUCAY).

**c. Perfil Anual de Irradiación Solar**

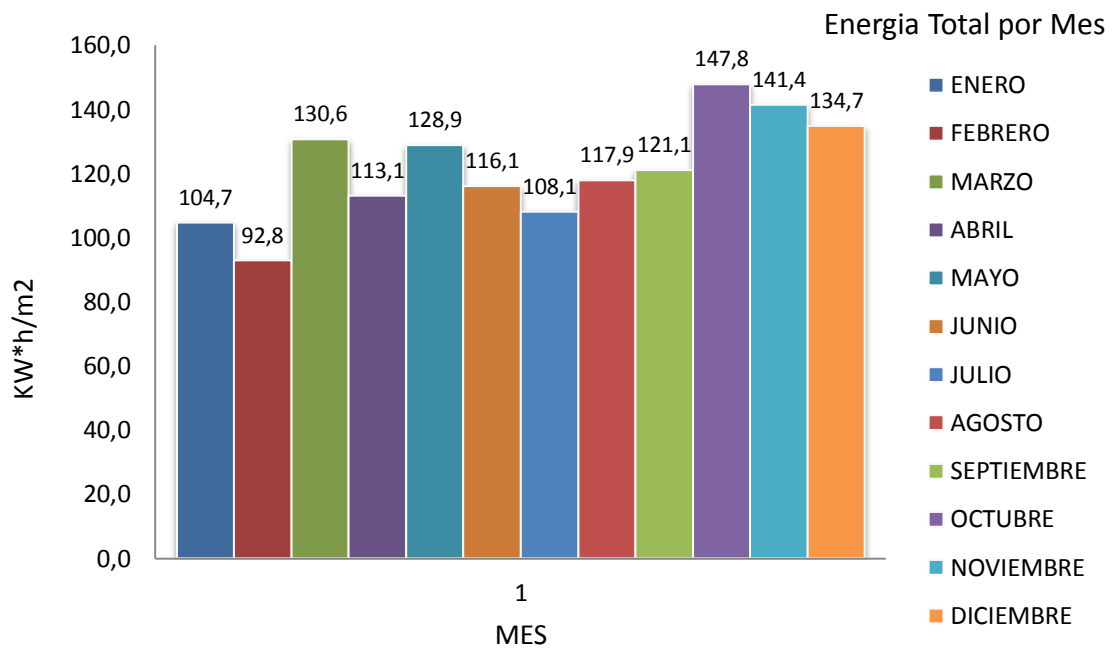


FIGURA 69 PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR MÍNIMO (UCHUCAY)

d. Energía Total por Día

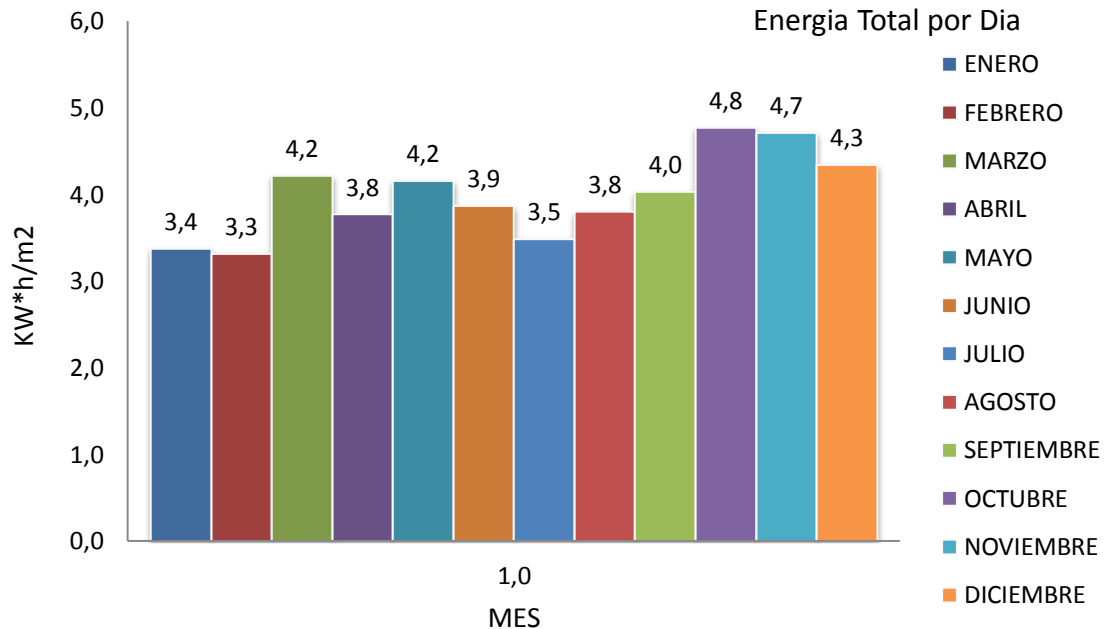


FIGURA 70 ENERGÍA TOTAL MÍNIMA POR DÍA (UCHUCAY).

2.6 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE DATOS PROMEDIO

Un punto importante a tener en cuenta es el de comprobar la regularidad de la radiación solar, para de esta forma poder estimar el margen de error existente [3]. En este sentido se analiza los promedios obtenidos de energía total por día para cada mes, en los periodos de 2009, 2010 y 2011, en la siguiente tabla se puede ver el resumen en KW\*h/m<sup>2</sup>/día mensual de estos datos.

RESUMEN DE IRRADIACIÓN DIARIA UCHUCAY												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2009	4,6	3,4	5,0	4,2	4,2	4,1	4,3	4,5	5,2	5,7	5,2	5,2
2010	4,6	4,6	4,9	4,8	4,7	4,0	4,8	4,4	4,6	4,8	5,2	4,9
2011	4,6	4,6	4,9	3,5	4,5	4,4	3,9	4,7	4,6	5,5	5,3	4,6
MEDIA	4,6	4,2	4,9	4,1	4,5	4,2	4,3	4,5	4,8	5,3	5,2	4,9

**TABLA 21 IRRADIACIÓN SOLAR DIARIA POR CADA MES (UCHUCAY).**

Seguidamente se analiza los datos dispuestos en la Tabla. 21. Se ha buscado la desviación estándar tipo ( $\sigma$ ) para los diferentes meses [2], esto indica la variación de la radiación solar de los años de medición.

Con ella se calcula el error promedio de acuerdo a la siguiente formula:

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

*Ecuación 2.1*

Dónde:

$\varepsilon$  → Error promedio

$\sigma$  → Desviación estándar

$n$  → Numero de muestras

Los resultados de este cálculo, permite observar el margen de error que se obtiene para cada mes del año, es decir, que tanto varían los datos en base a los valores medios.

Además se puede expresar el error en forma porcentual como se expresa en la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\varepsilon}{\bar{X}}$$

*Ecuación 2.2*

Dónde:

$E$  → Error porcentual

$\bar{X}$  → Valor medio de energía diaria por mes

Los resultados se pueden apreciar en el siguiente cuadro:

ERRORES Y DESVIACION DE ENERGIA UCHUCAY												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Desv. Esta.	0	0,69	0,08	0,61	0,25	0,21	0,45	0,17	0,32	0,44	0,07	0,31
Error Promedio	0	0,40	0,05	0,35	0,15	0,12	0,26	0,10	0,18	0,26	0,04	0,18
Error Porcentual	0	9,47	0,98	8,55	3,25	2,98	6,04	2,15	3,82	4,78	0,77	3,60

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

**TABLA 22 DESVIACIÓN ESTÁNDAR, ERROR PROMEDIO Y ERROR PORCENTUAL DE DATOS DE ENERGÍA DIARIA (UCHUCAY 2009-2011).**

De esta manera podemos decir que los valores de energía para Uchucay son los siguientes y varían como se indica:

VALORES DE IRRADIACIÓN UCHUCAY												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía solar día	4,6+/- 0	4,2+/- 0,40	4,9+/- 0,05	4,1+/- 0,35	4,5+/- 0,15	4,2+/- 0,12	4,3+/- 0,26	4,5+/- 0,10	4,8+/- 0,18	5,3+/- 0,26	5,2+/- 0,04	4,9+/- 0,18

**TABLA 23 VARIACIÓN DE ENERGÍA MEDIA (UCHUCAY).**

Haciendo una media ponderada del error porcentual de los diferentes meses se puede encontrar el *error porcentual anual*, la media ponderada la obtenemos con la siguiente formula:

$$E_a = \frac{\sum \bar{X} * E}{\sum \bar{X}}$$

*Ecuación 2.3*

Dónde:

$E_a$  → Error porcentual anual.

$\sum \bar{X} * E$  → Sumatoria del producto de valores medio por error porcentual por cada mes.

$\sum \bar{X}$  → Sumatoria de los valores de energía media.

En esta expresión se hace referencia a cada uno de los meses, variando del uno al doce.

ERROR PORCENTUAL ANUAL												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
X*E	0	40,05	4,83	35,47	14,56	12,40	26,02	9,78	18,45	25,50	4,03	17,68
$\sum X * E$	208,78											
$\sum X$	55,7											
<b>% error anual</b>	<b>3,75</b>											

**TABLA 24 CALCULO DEL ERROR PORCENTUAL ANUAL DE ENERGÍA SOLAR (UCHUCAY).**

El valor del error porcentual anual es  $E_a = 3,75\%$  lo cual indica que en los últimos años la radiación solar en Uchucay ha tenido variaciones de  $\pm 3.75\%$ . Este valor es normal, sobre todo teniendo en cuenta otras incógnitas que se consideran en el cálculo de centrales solares ya sean térmicas o fotovoltaicas.



## **CAPITULO 3**

### **ANÁLISIS TÉCNICO DE TIPO DE CENTRAL SOLAR, POTENCIA Y ENERGÍA A ENTREGAR**

#### **3.1 SUPERFICIE DISPONIBLE PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.**

Con el fin de estimar una potencia instalada pico, es necesario conocer el área disponible en las mesetas de Uchucay tanto como su orientación, para ello se examinara el área total de la meseta de la torre donde se encuentra montado el Piranómetro ya que los datos de radiación solar no tendrían cambios en toda esta extensión al ser un lugar relativamente plano y que no existen elevaciones montañosas cercanas, es decir, no hay sombras que perjudiquen el rendimiento de una posible central solar.

**Características de las Mesetas.-** Mesetas relativamente planas orientadas de sur a norte, separadas por quebradas de diferente ancho y profundidad. Estas mesetas constituirían el lugar de emplazamiento de la central solar.

Para encontrar el emplazamiento del lugar, se cuenta con un documento AutoCAD, donde se dispone del perímetro de la zona en estudio y posible lugar de una central solar, donde se indica las curvas de nivel de las mesetas y utilizando el comando (AREA) se obtiene la superficie total utilizable del terreno como sigue en el gráfico.

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

## UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

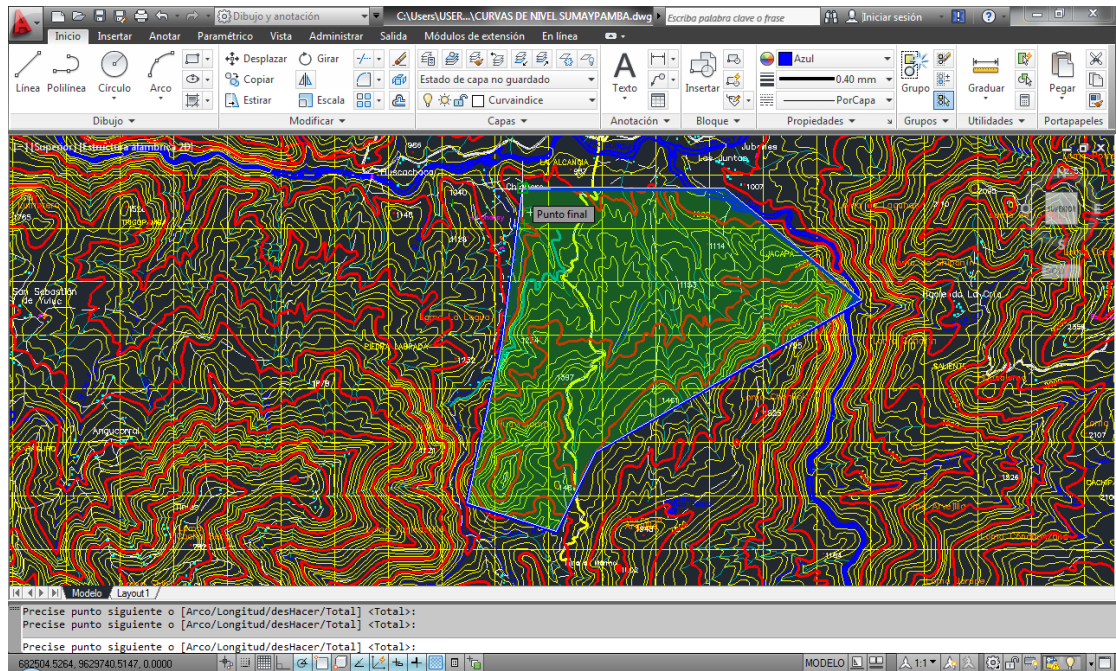


FIGURA 71 PROGRAMA AUTOCAD, MÉTODO PARA ENCONTRAR ÁREAS.

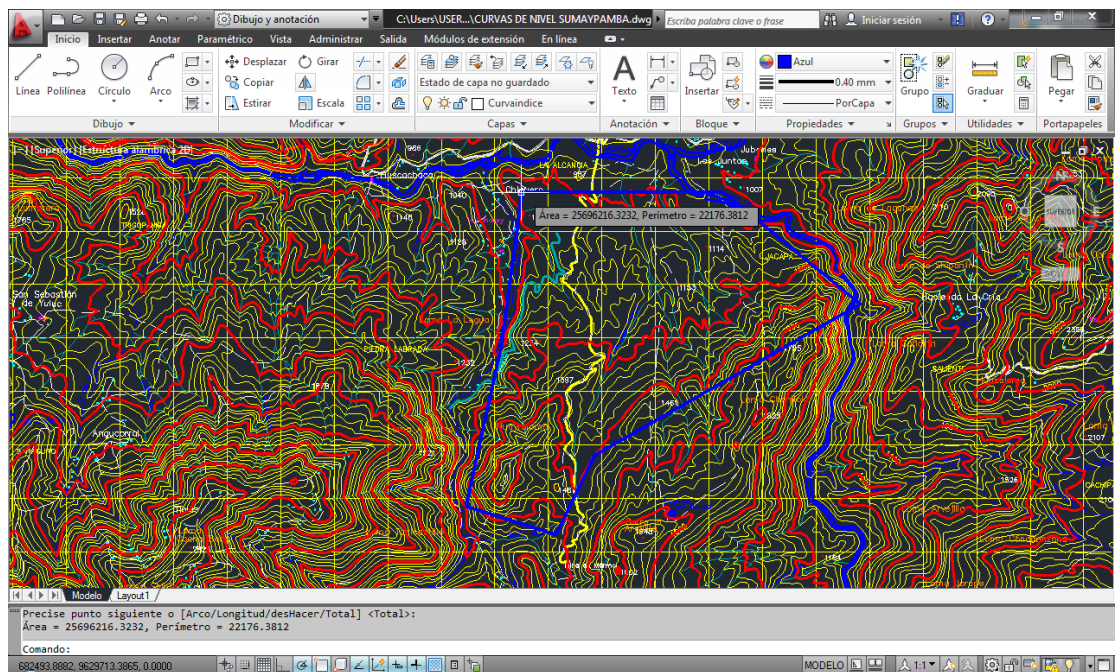


FIGURA 72 PROGRAMA AUTOCAD, ÁREA TOTAL DEL EMPLAZAMIENTO.

Donde la meseta en la que se ubica el Piranómetro ofrece un área de **25,696Km<sup>2</sup>**, de todas formas queda a disposición el área de las mesetas

restantes que de igual forma no se ven afectadas por sombras y deben presentar características energéticas solares iguales.

En el lugar de emplazamiento también se instalan otros equipos, la disponibilidad del terreno a utilizar no es del 100%, de acuerdo con esto se presenta una tabla donde se indica la potencia de instalación por nivel de área ocupada.

Área Utilizable	
%	km <sup>2</sup>
100%	25,696216
75%	19,272162
50%	12,848108
25%	6,424054
12%	3,083546
6%	1,541773
3%	0,770886
2%	0,591013

TABLA 25 PORCENTAJE DE ÁREA UTILIZABLE.

### **3.2 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO**

La estimación de la energía producida y vertida a la red, por una central solar-térmica es una de las cifras más importantes y necesarias para el análisis técnico y de viabilidad de la misma. Esta vendrá especialmente condicionada por la radiación solar incidente en los colectores solares, además por las dimensiones de la superficie solar y por el rendimiento de la generadora.

La producción, medida en Horas Equivalentes ( $kW \cdot h/kW_p$ ), que una central espera generar a lo largo de un año, permite un posterior estudio económico tema del Capítulo IV de esta tesis, también se podrá examinar la energía generada en un día y mensualmente.

En los siguientes puntos se realizara el cálculo para obtener la potencia instalada y la energía que entregara a la red el sistema ya sea por

mes, pero por lo general se expresa en energía entregada en un año, esta se obtiene a partir del perfil de irradiación anual, por lo tanto el valor de generación calculado deberá ser muy próximo para cualquier año tipo que se desee calcular, también se presenta los parámetros necesarios y los pasos claves necesarios en el proceso.

### **3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR TÉRMICA**

De entre todas las tecnologías de Producción Eléctrica Termosolar estudiadas en el primer capítulo, fue la de colectores de cilindro parabólico la que debido a sus ventajas, tipos de colectores y explicaciones en dicho capítulo fue elegida para desarrollar todo el modelamiento que requieren este tipo de concentradores en la conversión de Radiación Solar Directa ( $W/m^2$ ) a Energía Térmica, está en Energía Mecánica y finalmente la Energía Eléctrica.

Además se cuenta con el análisis técnico detallado en el Capítulo II, sobre, la capacidad de irradiación solar directa en la zona de Uchucay, es decir se analizó su comportamiento anual de energía, los datos obtenidos servirán como base del cálculo de la Potencia Térmica útil, pérdidas sufridas por el campo solar y Potencia neta entregada por la turbina.

### **3.2.2 POTENCIA TÉRMICA SOLAR**

Dado que la fuente de energía primaria es en este caso la energía solar, la potencia térmica incidente en el tubo absorbedor varía tanto de manera estacional a lo largo del año, como acorde a las condiciones climatológicas. Además, el hecho de tratarse de un sistema óptico de concentración, la única energía solar aprovechable es la que no ha sido dispersada a través de los agentes atmosféricos, como el polvo, los aerosoles o las nubes, siendo esta la **energía solar directa**.

La potencia térmica resultante es el producto de esta radiación directa, que se denotara por el acrónimo anglosajón DNI (Direct Normal Irradiance, [W/m<sup>2</sup>]), por el área de apertura del colector.

El área que utilizan los colectores para la concentración de energía varía de acuerdo a la agrupación de estos, formando grandes áreas de captación solar, denominados grupos heliostatos, un ejemplo claro tenemos la planta de 50MW Andasol 1 y Andasol 2, cada una posee un área de 510120m<sup>2</sup> de colectores solares de cilindro parabólico con seguidor de dos ejes.

$$Q_{SOL} = DNI * A_{apert} [W] \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Dónde:

$Q_{SOL}$  → Potencia térmica solar [W].

$DNI$  → Irradiancia directa [W/m<sup>2</sup>].

$A_{apert}$  → Área de apertura [m<sup>2</sup>]

### 3.2.2.1 Potencia Perdida

Cuando esta energía solar, alcanza la superficie del colector, se pierde una cantidad importante de ella, debido a que la concentración no es un proceso ideal y se ve afectado por diferentes aspectos, entre los cuales dividiremos a todas estas pérdidas en tres grupos:

- Perdidas Ópticas.
- Perdidas Térmicas.
- Perdidas Geométricas.

### 3.2.2.2 Perdidas Ópticas

Las perdidas ópticas provocan que solo una parte de la radiación solar directa que alcanza la apertura del concentrador llegue al fluido que

circula por el interior del tubo absorbedor. Estas pérdidas se originan por distintos motivos, como por ejemplo, los siguientes:

La superficie reflectante (**espejo**) no es un reflector perfecto, es decir, no todos los rayos del sol que incidan sobre la parábola serán reflejados. El parámetro que cuantifica la cantidad de radiación reflejada por los espejos del colector con respecto a la radiación incidente es la **reflectividad** ( $\rho$ ). Los valores normales de reflectividad de un concentrador limpio están alrededor del 90%, valor que, por efecto de la suciedad, se reduce un 0,2% diariamente.

El vidrio que recubre al tubo absorbedor no es un material absolutamente transparente, esto es, que existirá una pequeña parte de la radiación reflejada en la parábola que no llegara al absorbedor ya que será tanto absorbida por el vidrio como reflejada. Del mismo modo que se define la reflectividad, se puede ponderar esta propiedad mediante la **transitividad** ( $\tau$ ). Un valor típico es 0,91, aunque puede ser aumentado hasta 0,96 aplicando tratamientos antireflexivos sobre las dos caras del cristal.

El material que recubre al tubo absorbedor no es un absorbente perfecto, luego de nuevo hay que considerar otra fracción de energía que no va a llegar al fluido. En este caso el parámetro característico es la **asertividad** ( $\alpha$ ). Los valores típicos se encuentran entre 0,90 y 0,96.

Por otras causas de diferente índole, como imperfecciones macroscópicas y microscópicas, errores de posicionamiento o seguimiento del colector y por deformaciones en la estructura del colector, ya sea por su peso propio (**poco influyentes**) o por la acción del viento (**muy influyente**), otra parte de la energía no alcanzara la superficie del tubo absorbedor. Estas pérdidas se pueden agrupar en el llamado factor de **interceptación** ( $\gamma$ ). Un valor típico de este factor es 95%, el 95% de la radiación reflejada acaba interceptando el tubo.



*Este factor tiene una dependencia directamente proporcional con el área del absorbedor pero inversamente proporcional a la superficie del colector, como se puede ver en la Ecuación 3.2*

$$\gamma = \frac{\int_{-a}^a DNI(a) da_{abs}}{\int_{-\alpha}^{\alpha} DNI(a) da_{colector}} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Los cuatro parámetros son adimensionales y toman valores entre 0 y 1 (*aunque también es habitual encontrarlos como tantos por cien [%]*). Considerando el conjunto de todos estos fenómenos, **se puede definir mediante el producto de ellos, un rendimiento óptico del colector.**  $\eta_{opt}$ .

$$\eta_{opt} = \rho * \tau * \alpha * \gamma \quad \text{Ecuación 3.3}$$

*Un valor típico del rendimiento óptico pico es aproximadamente 0.75, para un grado de limpieza del 100%.*

### **3.2.2.3 Pérdidas Geométricas**

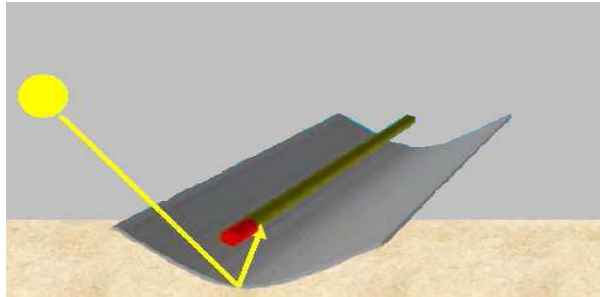
Las pérdidas geométricas sobre un colector cilindro parabólico derivan principalmente de la existencia de un Angulo de incidencia sobre dicho colector y se pueden resumir en:

**Efecto coseno:** La potencia solar interceptada por el área de captación es proporcional al coseno del Angulo de incidencia.

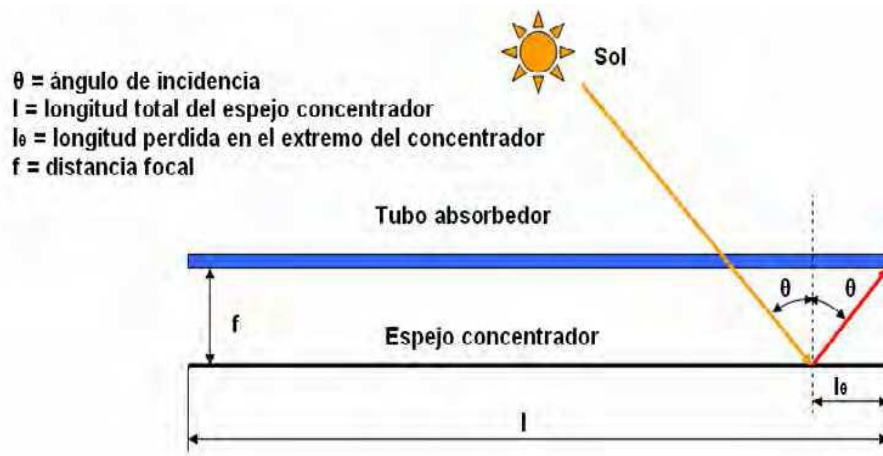
**Perdidas por final de colector:** A medida que aumenta el Angulo de incidencia, parte de los rayos del Sol reflejados por los espejos no son capaces de interceptar el tubo absorbedor.

Como puede observarse en la figura 71, para un Angulo de incidencia no nulo, existe una parte al final del tubo receptor que no está iluminada por los rayos reflejados por el espejo.

En la figura 72, se muestra un perfil del colector cilindro parabólico para intentar evidenciar, de forma muy simplificada, como es posible que exista una parte no útil al final del tubo receptor.



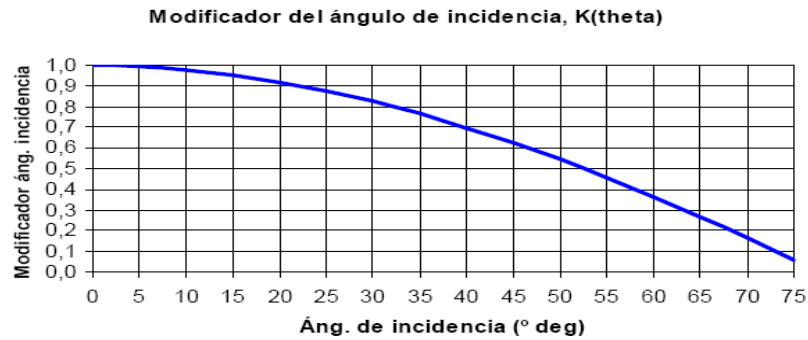
**FIGURA 73** PÉRDIDAS POR BLOQUEOS Y SOMBRAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE LOS ESPEJOS.



**FIGURA 74** PERDIDAS POR BLOQUEOS Y SOMBRAS DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PROYECTADAS SOBRE LA SUPERFICIE DE LOS ESPEJOS.

Para cuantificar la influencia del Angulo de incidencia, tanto sobre las perdidas ópticas como sobre las perdidas geométricas, se introduce un parámetro denominado modificador del Angulo de incidencia,  $K(\theta)$ , que tiene en cuenta todas las perdidas citadas, y cuyo valor es una función polinómica dependiente del ángulo de incidencia  $\theta$  determinada de manera experimental del panel Eurotrough.

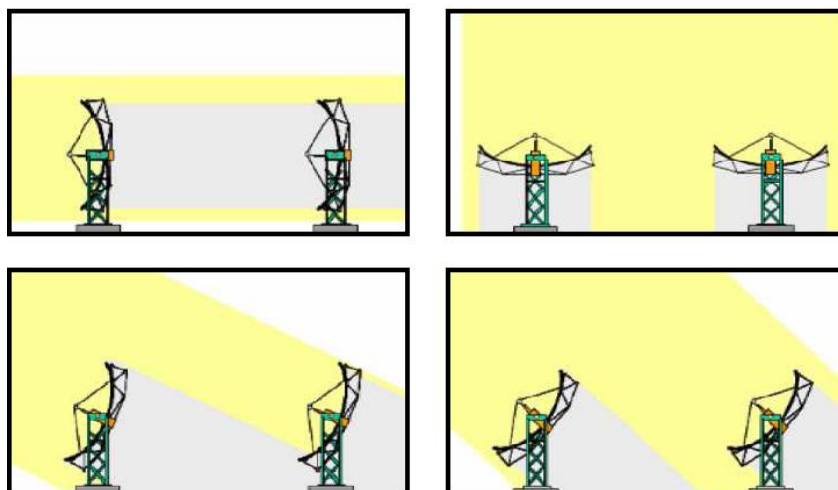




**TABLA 26 CUADRO COMPARATIVO EXPERIMENTAL ENTRE EL MODIFICADOR DE ANGULO VS ANGULO DE INCIDENCIA.**

$$K(\theta) = (\cos(\theta) - 2,859621 * 10^{-5} * \theta^2) - (5,25097 * 10^{-4} * \theta) \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Por otra parte, en caso de presentar una instalación con un campo de colectores cilindro parabólico que estén ordenados en filas, además del efecto del ángulo de incidencia habrá que considerar unas pérdidas adicionales por sombras entre filas paralelas, como se puede ver en la figura 75. Teniendo como valor típico el 0.95 cuando se está limpio y un +/- 2% con suciedad.



**FIGURA 75 ESQUEMA DEL EFECTO DE LAS SOMBRAS SOBRE FILAS PARALELAS DE COLECTORES (PRESENCIA DE SOMBRAS EN LAS IMÁGENES SUPERIORES Y AUSENCIA DE ÉSTAS EN LAS INFERIORES).**

Este hecho sucede únicamente durante las horas del orto y el ocaso y la consecuencia es una reducción del área de captación, provocando por tanto una disminución de la potencia absorbida.

El parámetro usado para reflejar el impacto de este fenómeno es el factor de sombras ( $F_{sombras}$  o  $F_{shad}$ ) y su cálculo detallado, basado en relaciones trigonométricas, puede resumirse según la expresión:

$$F_{shad} = 1 - \left(\frac{L}{W}\right) \cos \beta \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde  $L$  es la longitud entre filas [m],  $W$  es el ancho de apertura del colector [m] y  $\beta$  es el ángulo de seguimiento, que se define según:

$$\cos \beta = \frac{\cos \alpha_s * \cos \gamma_s * \sin \sigma + \sin \alpha_s * \cos \sigma}{\cos \theta} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Donde  $\alpha_s$  es la elevación solar;  $\gamma_s$  es el azimut solar;  $\sigma$  es la pendiente del terreno (positiva hacia el sur) y  $\theta$  es el ángulo de incidencia.

Todos estos fenómenos, quedaban valorados mediante el modificador de ángulo de incidencia  $K(\theta)$  y el factor de sombras ( $F_{sombras}$  o  $F_{shad}$ ), por lo que se define el rendimiento geométrico como:

$$\eta_{geo} = K(\theta) * F_{sombras} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

#### **3.2.2.4 Pérdidas Térmicas**

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de colectores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación.

Las pérdidas térmicas que ocurren en un tubo absorbedor son las siguientes:

- Conducción a través de los soportes del tubo.
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio.
- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la figura 76.

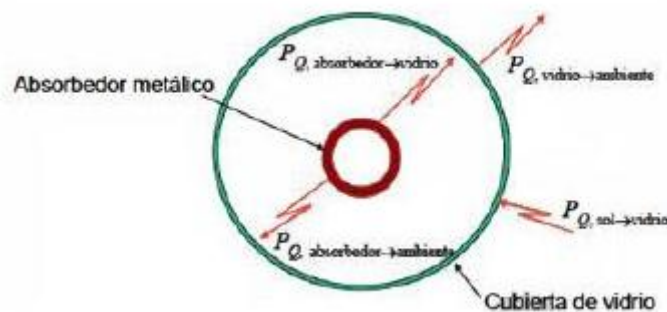


FIGURA 76 DESCRIPCIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉRMICAS EN UN TUBO ABSORBEDOR.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{ambiente}}$ : Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{vidrio}}$ : Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio.

$P_{Q, \text{vidrio-ambiente}}$ : Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.

$P_{Q, \text{sol} - \text{vidrio}}$ : Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

A pesar de que todas estas pérdidas describen el funcionamiento térmico del colector y pueden ser calculadas analíticamente, en la práctica las pérdidas térmicas globales de un CCP suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente ( $U_{Labs}$ ). El valor de dicho coeficiente se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q, \text{colector-ambiente}} = (P_{Q, \text{absorbedor-ambiente}} + P_{QQ, \text{absorbedor-vidrio}})$$
$$P_{Q, \text{colector-ambiente}} = (U_{Labs} * \pi * d_0 * L * (T_{abs} - T_{amb})) \quad \text{Ecuación 3.8}$$

El valor del coeficiente global de pérdidas térmicas es un dato facilitado por el fabricante del colector y se determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado. Un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas,  $U_{Labs}$ , para un CCP con tubo absorbente de vacío es de unos  $4 \text{ W/m}^2_{abs}, \text{ }^\circ\text{C}$ , para temperaturas en torno a  $350 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Dónde:

- $T_{abs}$  es la temperatura media del tubo absorbedor metálico.
- $T_{amb}$  es la temperatura ambiente.
- $d_0$  es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor.
- $L$  es la longitud del tubo absorbedor.

#### **3.2.2.4.1 Rendimiento térmico, $\eta_{term}$**

El rendimiento térmico contabiliza todas las **perdidas térmicas** que tienen lugar en el colector. Este rendimiento depende directamente de la temperatura de trabajo del tubo absorbedor así como de la temperatura ambiente.

$$\eta_{term} = \frac{Q_{util}}{Q_{abs}} = \frac{Q_{util}}{Q_{sol} * \eta_{\acute{o}pt} * \eta_{goe}} = \frac{Q_{util}}{DNI * A_{aper} * \eta_{\acute{o}pt} * \eta_{goe}} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Donde DNI es la radiación solar directa (W/m<sup>2</sup>) y A<sub>apert</sub> es el área de apertura del colector.

### 3.2.2.4.2 Rendimiento global del campo solar, $\eta_{global}$

El rendimiento global del colector considera todos los tipos de pérdidas: ópticas, geométricas y térmicas, y se puede definir como el cociente entre la potencia térmica útil que finalmente se entrega al fluido térmico, y el recurso solar disponible para ese instante, es decir, la potencia Q<sub>sol</sub>.

$$\eta_{global} = \frac{Q_{util}}{Q_{sol}} = \frac{Q_{util}}{DNI * A_{aper}} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

En la figura 77 y figura 78, se muestra de manera esquemática el balance de energía sobre el colector, se puede ver la representación de las distintas pérdidas de energía con sus respectivos rendimientos asociados.

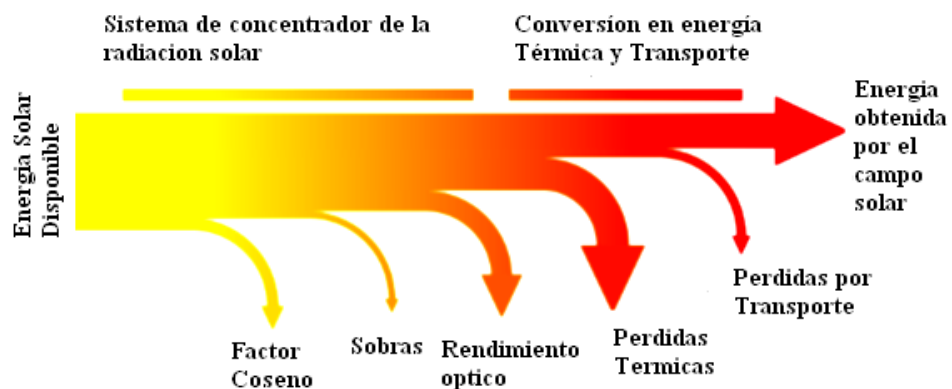


FIGURA 77 MUESTRA LAS PÉRDIDAS QUE SUFRE EL PROCESO COMPLETO EN FORMA SENCILLA

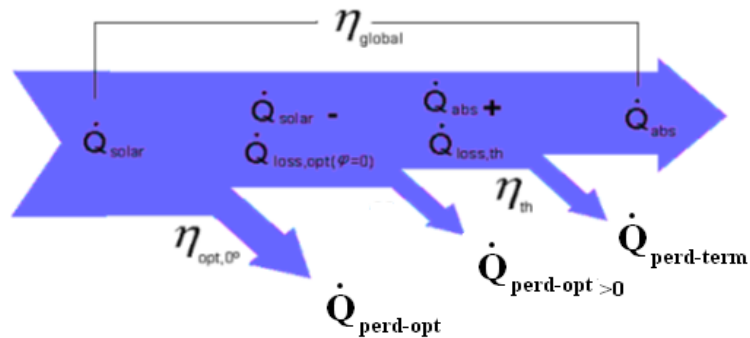


FIGURA 78 DIAGRAMA DE SANKEY DE PÉRDIDAS EN UN COLECTOR.

### 3.2.2.5 Potencia Útil

De acuerdo a todo lo dicho hasta el momento, si se conocen los parámetros ópticos y geométricos del colector cilindro parabólico:

- Ancho ( $W_{\text{aper}}$ ) y longitud ( $L_{\text{aper}}$ ) de apertura, y por tanto, área de apertura  $A_{\text{aper}}$ .
- Rendimiento óptico  $\eta_{\text{opt}}$  y factor de limpieza  $F_{\text{Limp}}$ .
- Modificador de ángulo de incidencia  $K(\theta)$  y factor de sombras  $F_{\text{sombras}}$ .

Las condiciones de contorno esperadas:

- Recurso solar disponible, es decir, radiación solar directa DNI y Angulo de incidencia  $\theta$
- Condiciones ambientales,  $T_{\text{amb}}$ .

Es posible predecir el calor útil ( $Q_{\text{util}}$ ), que va a recibir el fluido térmico para esas condiciones dadas, tanto si se dispone del total de las perdidas térmicas  $Q_{\text{perd}}$ , entonces:

$$Q_{\text{util}} = Q_{\text{abs}} - Q_{\text{perd}}$$

$$Q_{\text{util}} = (DNI * A_{\text{aper}} * \eta_{\text{opt}} * F_{\text{Limp}} * K(\theta) * F_{\text{sombras}}) - Q_{\text{perd}} \quad [W]$$

$$q'_{util} = q'_{abs} - q'_{perd}$$

$$q'_{util} = (DNI * W_{aper} * \eta_{opt} * F_{Limp} * K(\theta) * F_{sombras}) - q'_{perd} \left[ \frac{W}{m} \right]$$

**Ecuación 3.12**

### 3.2.3 EFICIENCIA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICAS

La eficiencia de las centrales solares térmicas es un parámetro característico para el funcionamiento, ya que con este valor se puede estimar la potencia que podrá entregar dicha central. Para el análisis técnico de este proyecto de tesis se hace indispensable este factor debido que con ello se tendrá una estimación aproximada de la capacidad de generación que puede entregar la planta solar.

$$\varepsilon_{central\ termica} = \varepsilon_{col} * \varepsilon_{global} * \varepsilon_{ciclo\ de\ vapor}.$$

Dónde:

$\varepsilon_{central\ termica}$  = Eficiencia de la central térmica solar.

$\varepsilon_{col}$  = Eficiencia del Colector.

$\varepsilon_{global}$  = Eficiencia del Campo Solar.

$\varepsilon_{ciclo\ de\ vapor}$  = Eficiencia del Ciclo de Vapor.

La eficiencia del colector depende del ángulo de incidencia de la luz del sol y de la temperatura en el tubo de absorción, **y puede alcanzar valores de hasta el 75%.**

Las pérdidas en el campo solar son generalmente **menores del 10%**. En conjunto, las centrales eléctricas solares térmicas de colectores parabólicos **pueden alcanzar eficiencia anual de cerca del 15%**. La eficiencia del ciclo de vapor **está cerca del 35%** y tiene la influencia más significativa.

En conjunto, las centrales eléctricas solares térmicas de colectores parabólicos pueden alcanzar eficiencia anual de cerca del 15%.

### 3.2.4 CÁLCULO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL CON TECNOLOGÍA DE COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS

Para obtener la potencia real en una central solar térmica se tienen varios factores que intervienen en el proceso de conversión de Energías Solar-Térmica-Mecánica-Eléctrica, los cuales fueron explicados en apartados anteriores y que ahora procederemos a realizar su cálculo analítico para determinar las pérdidas que sufren debido al proceso de conversión de energía.

Como parámetro inicial en el cálculo, se muestra a continuación una tabla resumen de las características técnicas del colector cilindro parabólico. Se dictamina que la máxima temperatura a la cual podemos elevar el fluido caloportador es el orden de los 350-390°C a la salida y 290 al ingreso.

<b>Características del colector EUROTROUGH</b>	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por Colector	8
Diámetro exterior de los tubos Absorbedores (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos Absorbedores (m)	0,065
Área neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m <sup>2</sup> )	548,3
Rugosidad cara interna tubo Absorbedor (µm)	20
Reflectividad nominal de los espejos ( r )	0,93
Transitividad de la cubierta de vidrio del Absorbedor ( t )	0,95
Absortancia del recubrimiento selectivo ( a )	0,95
Factor de intercepción por errores ópticos y de montaje ( g1 )	0,9
Rendimiento óptico pico ( r * t * a * g1 * g2 )	0,755
Modificador por ángulo de incidencia:	
$K(\varphi) = 1 - [(2.859621E-5 * \varphi^2 + 5.25097E-4 * \varphi) / \cos(\varphi)] \quad \{ \varphi \text{ en grados} \}$	
Perdidas Térmicas:	
$QL = 0.00154 * \Delta T^2 + 0.2021 * \Delta T - 24.899 + [(0.00036 * \Delta T^2 + 0,2029 * \Delta T + 24.899) * (DNI / 900) * \cos(\varphi)]$	
Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente	
T <sub>amb</sub> o T <sub>entrada</sub> del fluido se considera de 290°	
T <sub>fluido</sub> o T <sub>max</sub> que el fluido tendrá sin perder sus características térmicas es de 390°	

**TABLA 27 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL COLECTOR EUROTROUGH**



### 3.2.4.1 Potencia Térmica Solar

$$Q_{SOL} = DNI * A_{apert} [W]$$

$$Q_{SOL} = 142,9[KW * h/m^2] * 548,3 [m^2]$$

$$Q_{SOL} = 77,25 [MW * h]$$

Para obtener la eficiencia se deberá calcular cada uno de los pérdidas que presenta el sistema de colectores, campo solar y ciclo de vapor, sin embargo el  $\eta_{\text{optico}}$  ya viene especificado en la tabla característica del colector, por otra parte el  $\eta_{\text{termico}}$  será adoptado con un valor del 38% [8] ya que este porcentaje es característico en todos los bloques de conversión termodinámica en el intercambiador de calor, faltando solo las pérdidas geométricas las cuales se evaluarán con un ángulo de incidencia de 0° valor estimado debido a las características ambientales que presente la zona y captación de irradiancia.

$$\eta_{geom} = K_{(\varphi)} * F_{sombras}$$

Dónde:

$K_{(\varphi)}$  → Modificador de Angulo.

$F_{sombras}$  → Factor de sombras.

Entonces:

$$K_{(\varphi)} = 1 - \left[ \frac{(2.859621E - 5 * \varphi^2 + 5.25097E - 4 * \varphi)}{\cos(\varphi)} \right] \quad \varphi = 0^\circ$$

$$K_{(\varphi)} = 1 - \left[ \frac{(2.859621E - 5 * 0^2 + 5.25097E - 4 * 0)}{\cos(0)} \right]$$

$$K_{(\varphi)} = 1$$

El valor de  $F_{sombras} = 0,95$  es aplicado en este calculo debido a que se tendrán valores nominales de las pérdidas geométricas.

$$\eta_{geom} = K_{(\varphi)} * F_{sombbras} \rightarrow K_{(\varphi)} = 1 \text{ y } F_{sombbras} = 0,95$$

$$\eta_{geom} = 1 * 0,95$$

$$\eta_{geom} = 0,95$$

Obtenidas las pérdidas del sistema de colectores en cada una de sus etapas como son Ópticas, Geométricas y Térmicas procedemos a obtener la eficiencia en cada etapa como se muestra a continuación:

$$\varepsilon_{opt.} = 1 - \eta_{opt.}$$

$$\varepsilon_{geom.} = 1 - \eta_{geom.}$$

$$\varepsilon_{termica.} = 1 - \eta_{termicas.}$$

Dónde:

$\varepsilon_{opt.}$  = Eficiencia Óptica.

$\varepsilon_{geom.}$  = Eficiencia Geométrica.

$\varepsilon_{termica.}$  = Eficiencia Térmica.

De Acuerdo a lo anterior se tiene:

$$\varepsilon_{opt.} = 1 - 0,75 = 0,25$$

$$\varepsilon_{geom.} = 1 - 0,95 = 0,5$$

$$\varepsilon_{termica.} = 1 - 0,38 = 0,63$$

Entonces procedemos a obtener la eficiencia del campo solar:

$$\varepsilon_{campo solar} = \varepsilon_{opt.} + \varepsilon_{geom.} + \varepsilon_{termicas.}$$

Dónde:

$\varepsilon_{campo solar}$  = Eficiencia del campo Solar.

$\varepsilon_{opt.}$  = Eficiencia en Ópticas.

$\varepsilon_{geom.}$  = Eficiencia Geométricas.

$\varepsilon_{termica.}$  = Eficiencia Térmicas.

Entonces:

$$\varepsilon_{\text{campo solar.}} = 0,25 + 0,5 + 0,63$$

$$\varepsilon_{\text{campo solar.}} = 0,93$$

### 3.2.4.2 Energía Térmica Útil

$$\dot{Q}_{\text{util}} = \varepsilon_{\text{campo solar.}} * Q_{\text{sol}} \quad [MW * h]$$

$$Q_{\text{util}} = 0,93 * 77,15 \quad [MW * h]$$

$$Q_{\text{util}} = 71,85 \quad [MW_t * h]$$

### 3.2.4.3 Eficiencia de La Central Solar Térmica

Como se explica en el punto 3.1.4.1, los valores característicos de las eficiencias de colectores y ciclo de vapor se tomaran como base para el cálculo siguiente.

$$\varepsilon_{\text{central termica}} = \varepsilon_{\text{col}} * \varepsilon_{\text{global}} * \varepsilon_{\text{ciclo de vapor.}}$$

$$\varepsilon_{\text{central termica}} = 0,75 * 0,93 * 0,35$$

$$\varepsilon_{\text{central termica}} = 0,24 \approx 24\%$$

### 3.2.5 POTENCIA DE SALIDA A ENTREGAR POR LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA

$$E_{\text{salida}} = \varepsilon_{\text{central termica}} * \dot{Q}_{\text{termica-util}} \quad [MW * h]$$

$$E_{\text{salida}} = 0,24 * 71,74 \quad [MW * h]$$

$$E_{\text{salida}} = 17,24 \quad [MW * h]$$

La Energía que entregara la central solar, es calculada en base a las pérdidas que se tiene en cada etapa del colector, campo solar y térmico y finalmente en el ciclo de Vapor, cabe resaltar que las pérdidas que influyen mayoritariamente en el cálculo se da en la etapa de conversión del ciclo de vapor, ya que en este se tienen varios factores de diseño, físicas y químicas que interfieren en el aprovechamiento óptimo de la energía. La planta

termoeléctrica funcionando a un periodo estimado de 9 horas diarias durante un mes completo **entregaría una energía mensual de 1724 MW\*h de un colector solar**, como lo muestran los datos obtenidos y analizados en el capítulo anterior para la obtención de la radiación solar que puede aprovechar el sistema.

### **3.2.6 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA FIJO**

Cabe resaltar que en el análisis técnico realizado se tomaron valores nominales, es decir los valores característicos de cada elemento del sistema solar en cada una de sus etapas, para con ello tener un perfil tipo de funcionamiento de la central solar térmico, sin dejar de lado que en su diseño intervendrán varios factores que mejoraran el desempeño de este tipo de Planta termoeléctrica.

La tabla 36 en el Anexo G, muestra el cálculo de la energía mensual producida por una irradiancia captada en los doce meses del año con las perdidas correspondientes en cada ciclo de transferencia energética debidas a las etapas del colector, conversión termodinámica y ciclo de vapor respectivamente para este tipo de central.

La potencia instalada de la planta solar es de **10 MW** lo cual produce al año una energía de **21949,18 MW\*h** al año teniendo un tiempo de funcionamiento promedio diario de 9 horas según la capacidad energética determinado en el capítulo II estudiado.

### **3.2.7 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA SEGUIDOR DE DOS EJES.**

Al igual que en la tabla anterior se realiza el mismo procedimiento pero con la única diferencia que la Tabla 37, sufre un incremento debido a que se integra un sistema de seguimiento solar lo cual beneficia obtener mayor aprovechamiento de energía durante el periodo de captación solar de

los colectores para con ello elevar su promedio anual, y así mejorar la eficiencia de la planta solar como se lo demuestra en las cantidades obtenidas de **27992,31 MW\*h** al año con seguimiento. Refiérase al Anexo H.

### **3.3 DETERMINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**

En este proyecto se pretende realizar un análisis técnico de un tipo de instalación que se aproveche de estas condiciones favorables para la producción de electricidad. *Se trata de una central solar fotovoltaica, en la que se plantea una infraestructura concentrada, especializada y de gran rendimiento energético [9].*

*La estimación de la energía producida y vertida a la red, por una central fotovoltaica es una de las cifras más importantes y necesarias para el análisis técnico y de viabilidad de la misma. Esta vendrá especialmente condicionada por:*

- La radiación solar directa incidente en los paneles solares.
- Las dimensiones de la superficie solar.
- El rendimiento del generador.

**La producción, medida en Horas Equivalentes (kWh/kWp)**, que una central fotovoltaica espera generar a lo largo de un año, permite un posterior análisis económico, también se podrá examinar la energía generada en un día y mensualmente.

En los siguientes puntos se realizara el cálculo para obtener la potencia instalada y la energía que entregara a la red el sistema ya sea por mes, pero por lo general se expresa en energía entregada en un año, esta se obtiene a partir del perfil de irradiación anual, por lo tanto el valor de generación calculado deberá ser muy próximo para cualquier año tipo que se

desea calcular, también se presenta los parámetros necesarios y los pasos claves en el proceso.

### **3.3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO**

La central fotovoltaica está integrada por un conjunto de paneles fotovoltaicos interconectados entre sí, que presentan una orientación adecuada para optimizar la ganancia del aprovechamiento de la energía solar.

Debido a que un campo fotovoltaico genera corriente continua, se requiere de un subsistema que adecúe esta energía para su correcta distribución y consumo. El elemento que lo hace posible es el inversor, y su función es convertir la electricidad de corriente continua (DC) en corriente alterna (CA) y a la frecuencia de la red (60 Hz).

De acuerdo a lo estudiado en el Capítulo I, de las tecnologías fotovoltaicas existentes se **seleccionó las células mono-cristalinas**, debido a sus ventajas, prestaciones y por su fácil adquisición (existentes en el mercado local).

Este dato es base importante para el posterior cálculo de la producción energética tanto con sistema fijo, como con sistema con seguimiento analizando con criterio técnico la mejor alternativa.

Además se estudiara las condiciones del emplazamiento, es decir, las limitaciones existentes dentro del espacio existente donde se obtendrá la superficie total que posiblemente sea posible utilizar para la planta fotovoltaica incluyendo todos sus sistemas.

### 3.3.2 RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES

Se asumirán como datos de energía solar disponible en el emplazamiento, los correspondientes a la irradiación directa calculada en la tabla. 29. (Perfil de radiación solar anual) obtenidos a partir de los datos de irradiancia tomados en la estación de medición de Uchucay. En la tabla. 38, se puede consultar los valores de radiación media diaria y mensual sobre una superficie horizontal, para cada mes del año.

PERFIL DE IRRADIACIÓN SOLAR			
MES	DIA	KW*h/m2/día	KW*h/m2/mes
ENERO	31	4,67	144,67
FEBRERO	28	4,64	130,03
MARZO	31	5,07	157,14
ABRIL	30	4,27	128,01
MAYO	31	4,60	142,48
JUNIO	30	4,25	127,40
JULIO	31	3,80	117,88
AGOSTO	31	4,09	126,79
SEPTIEMBRE	30	4,35	130,49
OCTUBRE	31	4,89	151,56
NOVIEMBRE	30	4,72	141,60
DICIEMBRE	31	4,35	134,84
AÑO	365	53,69	1632,92

TABLA 28 RECURSOS ENERGÉTICOS LOCALES (UCHUCAY).

### 3.3.3 HORAS PICO SOLAR (HORAS DE SOL EQUIVALENTES)

Se definen como el número de horas diarias de luz solar equivalentes en función de la IRRADIANCIA I, constante e igual a  $1 \text{ kW/m}^2$ ; en base a la cual refiere el fabricante la potencia de los paneles solares. Este es un método para estandarizar la curva diaria de irradiación solar, como se muestra en la figura 79. El área del rectángulo, definida a partir de las horas pico solares, es igual al área bajo la curva horaria de irradiancia real.

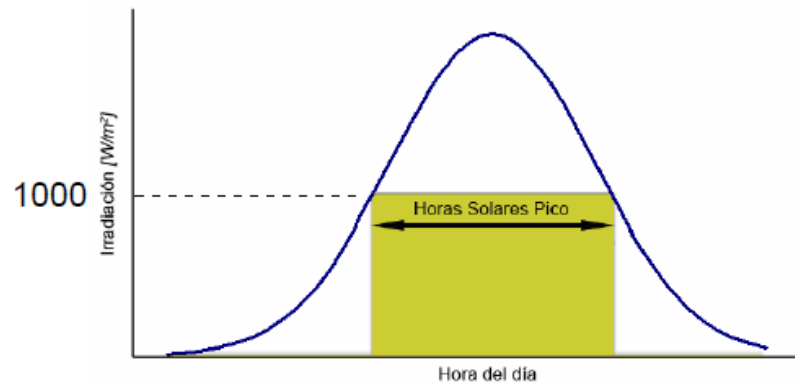


FIGURA 79 HORAS PICO SOLAR DIARIA – IRRADIANCIA [W/M2]

Dado que la Irradiación  $H [KW * h/m^2]$ , es igual al producto de la irradiancia de referencia  $I$ , por las horas de pico solar  $HPS$ .

Se expresa  $H$  como sigue:

$$H \left[ \frac{KW * h}{m^2} \right] = I \left[ \frac{KW}{m^2} \right] * HPS[h]$$

**Ecuación 3.12a**

Dónde:

$H$  → Irradiación solar diaria incidente.

$I$  → Irradiancia solar (densidad de potencia).

$HPS$  → Horas Pico Solar Equivalentes.

Como  $I = 1KW/m^2$ , se obtiene entonces que los valores numéricos de la irradiación y las horas pico solares son iguales. De modo que la ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$H \left[ \frac{KW * h}{m^2} \right] = 1 \left[ \frac{KW}{m^2} \right] * HPS[h]$$

$$H \left[ \frac{KW * h}{m^2} \right] = HPS \left[ \frac{KW * h}{m^2} \right]$$



Entonces para una irradiación  $H$  de  $4,2 \text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$ , las horas de sol equivalentes serán 4,2 horas de pico solar. Bajo este principio se estimará la producción de energía anual del sistema propuesto.

La cantidad de energía producida por un panel a lo largo de todo el día, es el equivalente a la energía que se produciría en las *HPS* si el panel opera a su potencia máxima o nominal ( $W_p$ ), dicha potencia es el principal parámetro que describe el funcionamiento del panel y la especificación más importante en el dimensionamiento del generador FV

### 3.3.3.1 Hora Pico Solar Equivalente Uchucay

A partir de los datos promedio de irradiación diaria obtenida para cualquier año en la zona, se calculó las *HPS* que se utilizará para el dimensionado de la instalación fotovoltaica, en la tabla 39, se ilustra los valores de irradiación diaria, sobre una superficie horizontal expresado en  $[KW * h / m^2]$  y que es igual a las *HPS*.

PERFIL DE IRRADIACIÓN SOLAR DIARIA				
MES	DIA	H [KW*h/m <sup>2</sup> ]	I [KW/m <sup>2</sup> ]	HPS [h]
ENERO	31	4,67	1	4,67
FEBRERO	28	4,64	1	4,64
MARZO	31	5,07	1	5,07
ABRIL	30	4,27	1	4,27
MAYO	31	4,60	1	4,60
JUNIO	30	4,25	1	4,25
JULIO	31	3,80	1	3,80
AGOSTO	31	4,09	1	4,09
SEPTIEMBRE	30	4,35	1	4,35
OCTUBRE	31	4,89	1	4,89
NOVIEMBRE	30	4,72	1	4,72
DICIEMBRE	31	4,35	1	4,35

TABLA 29 HORA PICO SOLAR EQUIVALENTES (UCHUCAY).

Los valores anteriores corresponden a las Horas Equivalentes de Sol Pico (HPS) de funcionamiento a máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, en condiciones nominales. De acuerdo con las cifras

anteriores, la irradiación media diaria se sitúa en 4,5 HPS en el conjunto del año.

### **3.3.4 CALCULO DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL**

Para calcular la producción media y vertida a la red de un sistema fotovoltaico se parte de la media de irradiación solar recibida en 1 m<sup>2</sup> de superficie, con una orientación  $\alpha$  y una inclinación  $\beta$  iguales a las del campo fotovoltaico. Es necesario destacar que esta vendrá condicionada por la irradiación solar incidente en la localización de los módulos, por las dimensiones de la superficie FV y por rendimiento de la instalación [10].

Específicamente la potencia entregada a la salida de un SFCR está determinada por los siguientes factores:

- La irradiancia efectiva incidente en el plano del generador, cuyo procedimiento de cálculo es el objeto de estudio del capítulo 2.
- La temperatura ambiente a la que está sometido el generador fotovoltaico.

En ausencia de información detallada, puede asumirse un valor constante  $T_a = 25\text{ °C}$  en el caso de simulaciones anuales [10].

- El impacto de sombras sobre el generador.

#### **3.3.4.1 Potencia del Generador Fotovoltaico Uchucay**

Un parámetro importante a obtener es la potencia pico ( $W_p$ ) instalada del generador fotovoltaico que se montaría sobre las mesetas de terreno relativamente plano en Uchucay, la energía producida por un módulo es linealmente proporcional a la radiación solar incidente sobre la superficie de los módulos solares. Por lo tanto, es necesario efectuar este cálculo basándose en las informaciones relativas a la radiación solar del lugar, que cambia de un sitio a otro y de un mes a otro.

Una Central Fotovoltaica debe inyectar energía directamente a la red y aportar al SNI, ayudando a cubrir la demanda nacional una vez acondicionada la tensión a las exigencias de la red y cumpliendo con el Plan Maestro de Electrificación (PME) del CONELEC diversificando el sistema de generación nacional, por lo tanto *no depende de una carga o demanda que deba ser cubierta, de modo que no hace falta ningún estudio de cargas alimentar o balance energético.*

Con respecto a lo anterior el dimensionamiento de la potencia pico instalada depende principalmente de:

- Estudio detallado de la energía solar efectiva disponible de la zona, realizado en el capítulo 2.
- Limitaciones existentes de la superficie disponible y su orientación atendiendo a criterios técnicos.

Otro criterio que influye en el dimensionado será el económico, es decir, el presupuesto disponible por parte de la empresa ElecAustro y los medios de financiamiento que se pueda recurrir.

Por todo lo anterior es necesario encontrar el área disponible que presenta las mesetas en la zona bajo estudio. En el Capítulo 2 se realizó un estudio del potencial energético efectivo, cumpliendo con los requerimientos mencionados, además es importante mencionar que el financiamiento no es motivo de esta tesis, por lo tanto se enfocara a estudiar la extensión de terreno utilizable para generación.

**a. Potencia Pico Instalada del Generador Fotovoltaico.**

Regresión lineal de superficies.- se presenta un análisis de fuentes bibliográficas en el que se recopila dos trabajos sobre instalaciones fotovoltaicas y se estudia los parámetros de Wp instalado por metro cuadrado, con estos antecedentes y si se considera un espacio utilizable del

2% realizado en la tabla. 25, de las mesetas de Uchucay, es posible realizar una interpolación o regresión lineal teniendo como incógnita la potencia pico instalada para el área disponible, como sigue en la tabla. 40.

DATOS DE INSTALACIONES FV				
Central	P Instalada	Superficie	Fuente bibliográfica	Ubicación
FV	1.2 MW	0,07k2	cuaderno fotovoltaico	Navarra-España
FV	?	0,591k2	bajo análisis	Uchucay-Azuay-Ecuador
FV	15 KW	150 m2	A RED 15KWp	Barcelona-España

TABLA 30 VATIO PICO INSTALADO POR METRO CUADRADO.

Por lo tanto, para encontrar la posible potencia pico instalada para el emplazamiento se procede a realizar una regresión lineal con los datos existentes como sigue:

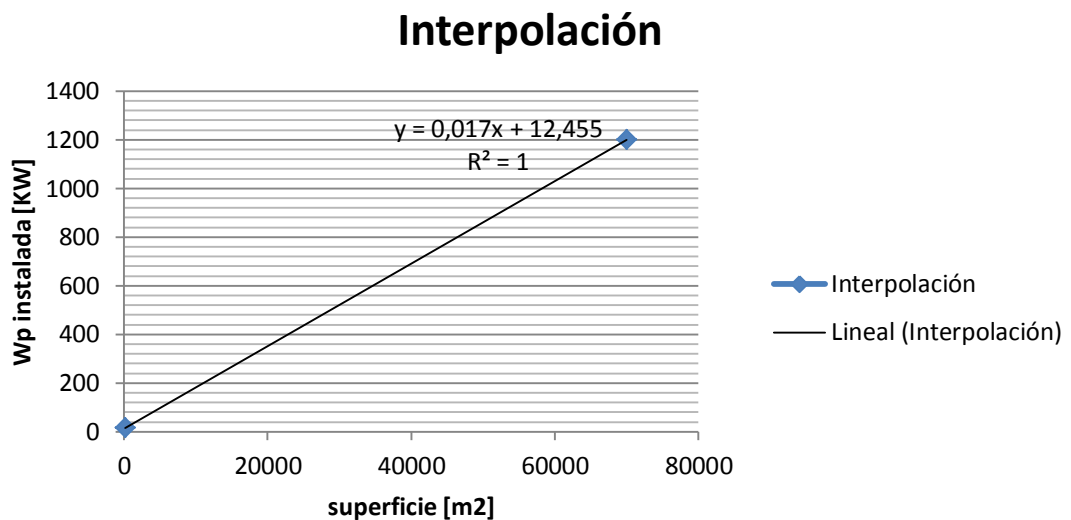


FIGURA 80 INTERPOLACIÓN DE DATOS PARA CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Ya sea interpolando o utilizando regresión lineal con la ecuación expresada en el grafico se puede encontrar el valor de la potencia pico instalada para la central en estudio, además es posible contrastar los datos obtenidos con los métodos mencionados.

De acuerdo a lo anterior la potencia pico instalada será de 10MWp. En un espacio de 0.591km<sup>2</sup> que representa el 2% del terreno utilizable en Uchucay.

### 3.3.5 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO.

Para el caso que nos ocupa, y con los datos previamente obtenidos, la producción del generador fotovoltaico se determina mediante la ecuación:

$$E_p = \frac{Gdm(\alpha, \beta) * Pmp * PR}{Gcem} \left[ \frac{KW * h}{dia} \right] \quad \text{Ecuacion 3.13}$$

Dónde:

- $E_p$  → Energía inyectada a la red (KW\*h/día).
- $Gdm(\alpha, \beta)$  → Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (Kw\*h/m<sup>2</sup>. día), siendo  $\alpha$  el azimut de la instalación, en nuestro caso al estar orientado al sur es 2°, y  $\beta$  la inclinación de los paneles que en nuestro caso es de 0°.
- $Pmp$  → Potencia del generador fotovoltaico (KW).
- $PR$  → Performance Ratio.
- $Gcem$  → Constante de irradiación que tiene valor 1(KW/m<sup>2</sup>).

#### 3.3.5.1 Pérdidas de los Sistemas Fotovoltaicos

- P1: Pérdidas por dispersión de potencia.
- P2: Pérdida por temperatura de la célula fotovoltaica.
- P3: Pérdida por suciedad sobre los módulos fotovoltaicos.
- P4: Pérdidas por inclinación y acimut.
- P5: Pérdidas por sombras.
- P6: Pérdidas por degradación fotónica.
- P7: Pérdidas eléctricas (cableado).
- P8: Pérdidas por reluctancia.
- P9: Dispersión de características.

P10: PMP (perdidas en inversor).

P11: Disponibilidad.

P12: Líneas Eléctricas (Transformador).

PR: Performance Ratio o rendimiento Energético de la Instalación.

#### **3.3.5.1.1 P1.- Pérdidas por dispersión de potencia.**

*La potencia de los módulos no es exactamente la misma y por lo tanto no lo es su intensidad ni su tensión de máxima potencia. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzcan una pérdida de potencia, en concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de paneles será la menor de todos los paneles que componen la serie. Para minimizar este efecto los módulos se clasifican por su intensidad, lo cual viene indicado con una letra grabada en un adhesivo adherido al marco de un panel, de manera que se puede escoger los paneles similares a la hora de armar las series durante la instalación. Como el fabricante de nuestros paneles garantiza que su potencia o tolerancia de funcionamiento está siempre dentro de un rango de +/- 3% y teniendo en cuenta la clasificación descrita anteriormente, estimaremos las posibles pérdidas por dispersión de potencia en un 2%.*

La tolerancia en los valores de potencia nominal del módulo fotovoltaico normalmente entre 3% [10]. Puede ser tanto positiva como negativa, pero hay fabricantes que aseguran solo desviaciones positivas.

#### **3.3.5.1.2 P2.- Pérdidas por temperatura de la célula fotovoltaica.**

*El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta como por la parte posterior. Todo y teniendo en cuenta esta premisa el incremento de temperatura que produce puede ser importante. Para el cálculo del factor que considera **las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura**,  $L_{tem}$ , se hace uso de la siguiente expresión:*

$$L_{tem} = g * (T_C - 25^{\circ}C) \qquad \text{Ecuacion 3.14}$$

Dónde:

- $g \rightarrow$  Coeficiente de temperatura de la potencia, en  $1/^{\circ}C$ . Este valor viene dado por el fabricante de la placa, si no por defecto se puede asumir el valor  $0,0035/^{\circ}C$ .
- $T_C \rightarrow$  Temperatura de trabajo mensual de las placas fotovoltaicas.

Para encontrar la temperatura de trabajo mensual  $T_C$  se utiliza la siguiente expresión: [10]

$$T_C = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^{\circ}C) * E}{800} \qquad \text{Ecuacion 3.15}$$

Dónde:

- $T_{amb} \rightarrow$  Temperatura ambiente media mensual de la localidad donde se instalará la planta.
- $T_{onc} \rightarrow$  Temperatura de operación nominal del módulo. Temperatura que cogen las células solares cuando se somete la placa a una irradiación de  $800 \text{ W/m}^2$  con una AM de 1.5, una temperatura ambiente de  $20^{\circ}C$  y una velocidad de viento de  $1 \text{ m/s}$ . Este dato será suministrado por el fabricante, siendo el valor en este caso  $T_{onc} = 48^{\circ}C$ .
- $E \rightarrow$  Radiación media en un día soleado, que se presentan en la tabla.

Sustituyendo los valores a las expresiones anteriores las perdidas por temperatura en cada mes son:

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

PÉRDIDAS POR TEMPERATURA								
Mes	KW*h/m2/día	HS[800W]	E	Tamb	Tonc	Tc	g	Ltem
ENE	4.615,29	5,40	854,68	18,00	48,00	47,91	0,0035	8%
FEB	4.230,57	5,40	783,44	18,00	48,00	45,42	0,0035	7%
MAR	4.941,16	5,40	915,03	18,00	48,00	50,03	0,0035	9%
ABR	4.149,03	5,40	768,34	18,00	48,00	44,89	0,0035	7%
MAY	4.475,77	5,40	828,85	18,00	48,00	47,01	0,0035	8%
JUN	4.156,12	5,40	769,65	18,00	48,00	44,94	0,0035	7%
JUL	4.308,74	5,40	797,92	18,00	48,00	45,93	0,0035	7%
AGO	4.545,27	5,40	841,72	18,00	48,00	47,46	0,0035	8%
SEP	4.823,45	5,40	893,23	18,00	48,00	49,26	0,0035	8%
OCT	5.338,30	5,40	988,57	18,00	48,00	52,60	0,0035	10%
NOV	5.223,42	5,40	967,30	18,00	48,00	51,86	0,0035	9%
DIC	4.918,00	5,40	910,74	18,00	48,00	49,88	0,0035	9%

TABLA 31 PERDIDAS POR TEMPERATURA

### 3.3.5.1.3 P3.- pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos.

En condiciones normales de situación y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes *los paneles fotovoltaicos no tienen por qué superar un 3% [3].*

### 3.3.5.1.4 P4.- Pérdidas por inclinación y azimut

Como es habitual en los sistemas fotovoltaicos, la orientación del generador debe ser hacia el horizonte Norte en el hemisferio Sur (y hacia el horizonte Sur en el hemisferio Norte). La inclinación del generador debe ser tal que maximice la producción anual, de forma que estará comprendida entre la que prima la producción en los meses (periodos) de baja irradiación y la que favorece la generación en los periodos de alta intensidad solar. En cualquier caso, es necesario que la inclinación no se encuentre por debajo de 15° para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia [10].

La coordenadas de Uchucay (Latitud -3,33333; Longitud 79,3167) muestran que los paneles fotovoltaicos están orientados básicamente al Norte, solamente tenemos un azimut de 2,4°, referente a la inclinación mínima de los módulos es de 15°, por lo tanto las perdidas serán

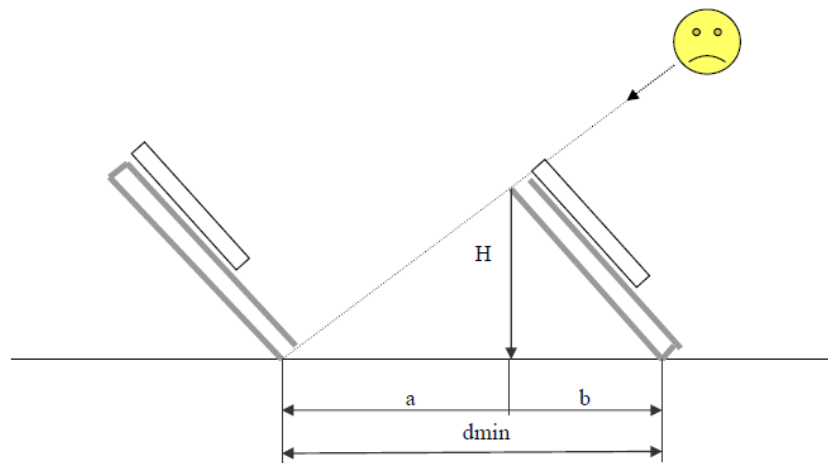


despreciables en este caso esto debido a que el Ecuador se encuentra situado en la línea Ecuatorial y los rayos solares llegan a casi de manera perpendicular.

**3.3.5.1.5 P5.- Pérdidas por sombras.**

Dada la superficie y geografía del emplazamiento, para evitar las sombras; la distancia mínima entre fila y fila está condicionada por la latitud de la ubicación de la instalación debido a que el ángulo de incidencia solar varía con este parámetro. La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se proyecta de tal manera que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima), la sombra del punto superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre el punto inferior de la fila siguiente.

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que pueda producir sombras sobre la instalación debe garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía de los periodos de menor irradiancia. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por la ecuación [3].



**FIGURA 81 DISTANCIA ENTRE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS**

La distribución de los módulos se realiza de tal manera que no afecte la sombra del uno sobre el otro, además existe suficiente espacio como se

analizó anteriormente para distribuir adecuadamente el campo fotovoltaico, por esta razón las pérdidas por sombras estimadas son cero.

### **3.3.5.1.6 P6.- Pérdidas por degradación fotónica**

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite como valor el del 1% [3].

### **3.3.5.1.7 P7.- Pérdidas eléctricas**

Para el cálculo de las pérdidas eléctricas el análisis se basa en las siguientes ecuaciones:

- Intensidades: 
$$I = \frac{P}{U \cdot \cos \theta} \quad \text{Ecuacion 3.16}$$

- Caídas de tensión: 
$$\Delta U = \frac{2Il \cos \theta}{\lambda S} \quad \text{Ecuacion 3.17}$$

Dónde:

- $P$  → Potencia activa [W].
- $U$  → Tensión [V].
- $I$  → Intensidad [A].
- $\cos \theta$  → Factor de potencia (valor 0,85).
- $\Delta U$  → Caída de Tensión [V].
- $l$  → Largada de la línea [m].
- $S$  → Sección del conductor [mm<sup>2</sup>].
- $\lambda$  → Conductividad del conductor (en este caso el cobre = 56).

Para realizar los cálculos eléctricos se considera la situación más crítica que es aquella en la que la producción de la planta es máxima. Estas pérdidas rondan un valor de 2-3% [10].

**3.3.5.1.8 P8.- Pérdidas por reflectancia**

Las pérdidas estimadas por la Universidad de Ginebra y que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión deben considerarse en un 2,9% [3].

**3.3.5.1.9 P9: Dispersión de características**

La potencia del módulo se mide en condiciones de iluminación específicas; en operación, en el módulo incidirá una radiación distinta a la del ensayo, es decir, no será siempre perpendicular y con espectro estándar AM 1.5G. Esta dispersión de características dará lugar a unas pérdidas angulares y espectrales alrededor de 2-4% según [10].

**3.3.5.1.10 P10: PMP (pérdidas en inversor)**

Las pérdidas del inversor por no trabajar en el Punto de Máxima Potencia están comprendidas entre un 8% y un 12% [10]. Los inversores sin aislamiento galvánico tienen un mayor rendimiento de hasta un 1% respecto de los que no tienen.

**3.3.5.1.11 P11: Disponibilidad**

La disponibilidad de la instalación fotovoltaica es un factor clave por el hecho evidente que una instalación está fuera de servicio da lugar a graves pérdidas, afectando significativamente el rendimiento global que se puede tener de la instalación. El mantenimiento preventivo y correctivo de este tipo de instalaciones es importante para conseguir una alta disponibilidad. El rango de disponibilidad de una instalación bien mantenida tiene que estar por encima del 98% del tiempo total de insolación, o hasta incluso superior, para grandes instalaciones, y algo inferior para las pequeñas.

Debido al tema de estudio es una central de gran potencia se considera que las pérdidas por disponibilidad del sistema son de 0,5-1% [10].

**3.3.5.1.12 P12: Líneas eléctricas (transformador)**

También se debe tener en cuenta, si existen, perdidas por transformación de tensiones y de la línea eléctrica de conexión con la red (no se considera en si como perdidas del sistema fotovoltaico). Utilizando materiales de alta calidad y un diseño correcto se puede llegar a reducir considerablemente. Esta Perdida no se considera en el Cálculo de PR de la instalación, pero son importantes para cálculo de la energía total entregada a la Red estas rondan un valor de 2-3% por la conversión de BT a MT [10].

**a) Resumen de Pérdidas Totales**

Es este literal se realiza un resumen de todas las pérdidas en general, para los sistemas fotovoltaicos, donde se indica el total de pérdidas y en base a esto se obtiene el rendimiento energético de la instalación, además el cálculo se presenta para todos los meses de una año tipo.

RENDIMIENTO DEL CAMPO SOLAR [%]													
MES/PERD	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	TOTAL P [%]	PR [%]
ENERO	3	8,0	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	25,2	74,8
FEBRERO	3	7,1	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	24,3	75,7
MARZO	3	8,8	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	25,9	74,1
ABRIL	3	7,0	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	24,1	75,9
MAYO	3	7,7	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	24,9	75,1
JUNIO	3	7,0	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	24,1	75,9
JULIO	3	7,3	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	24,5	75,5
AGOSTO	3	7,9	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	25,0	75,0
SEPTIEMBRE	3	8,5	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	25,6	74,4
OCTUBRE	3	9,7	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	26,8	73,2
NOVIEMBRE	3	9,4	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	26,5	73,5
DICIEMBRE	3	8,7	3	0	0	1	2,5	2,9	3	1	0,75	25,9	74,1

**TABLA 32 RESUMEN DE PÉRDIDAS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO.**

### 3.3.5.2 Producción Anual Esperada

Para un sistema FV fijo la producción de energía en un año es la que se indica en la tabla cumpliendo con la *Ecuación 3-13*, además intervienen las pérdidas calculadas anteriormente en el *literal a*. de cada mes.

Donde indica que el sistema fijo generara e inyecta a la red **12,24GW\*h** al año; la energía generada mensualmente es casi constante, cosa que no sucede en países como España y Alemania por ejemplo debido a la presencia de las 4 estaciones. Refiérase al Anexo I.

### 3.3.6 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DE SEGUIMIENTO DOS EJES.

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * IR}{G_{cem}} \left[ \frac{KW * h}{dia} \right] \quad \text{Ecuación 3. 18}$$

Dónde:

- $IR$  (0.35%) → Incremento de rendimiento del sistema fotovoltaico debido al seguidor de dos ejes (de acuerdo al fabricante).

#### 3.3.6.1 Incremento del rendimiento $IR$ para sistemas con seguimiento de dos ejes

Teniendo en cuenta que la radiación directa es, en general, proporcionalmente superior a la radiación difusa, y que *las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora, se diseñan los sistemas de seguimiento solar*. Su objetivo común es reducir el ángulo formado entre el vector solar y el vector director del plano generador a lo largo del movimiento celeste del sol.

**Seguimiento a Doble Eje.-** Así, el mejor método de seguimiento desde la perspectiva de la producción eléctrica es el denominado a doble eje, que consigue apuntar al sol con precisión a lo largo de todo su recorrido. En los sistemas de concentración es imprescindible adoptar este método, ya

que los concentradores, grosso modo, son ciegos a la radiación difusa y tan sólo son capaces de aprovechar el componente directo de la radiación.

**Seguimiento Acimutal.-** En el siguiente puesto de los que optimizan la producción se encuentra el seguimiento acimutal, que sacrifica un movimiento (inclinación del generador) para conseguir sistemas más económicos. El método consiste en girar de este a oeste sobre un eje vertical. Su uso está decreciendo en comparación al método de doble eje.

**Seguimiento Polar.-** Otro planteamiento diferente es el utilizado por el seguimiento polar. El único eje sobre el que se produce el giro está inclinado de forma paralela al eje de rotación de la Tierra, consiguiendo que el generador aparezca al sol como perpendicular a sus rayos durante gran parte del recorrido. No obstante, las complicaciones estructurales y de giro, y la dificultad de su implantación en grandes plantas han provocado que su uso sea ocasional.

**Seguimiento Horizontal.-** Por último se debe mencionar el método de seguimiento horizontal con eje Norte-Sur. Sus ventajas son la sencillez y estabilidad estructural (el eje es horizontal y paralelo al terreno, con tantos puntos de apoyo como se consideren necesarios), la facilidad de motorización, así como el mejor aprovechamiento del terreno en relación a un sistema de doble eje.

En relación con un SFCR estático, la mejora en productividad oscila entre el 30% y 50 %, siendo mejor para bajas latitudes y alta radiación. Comparado con el seguimiento horizontal, la mejora se mueve en un margen estrecho comprendido entre el 25% y 30 %, siendo ahora mejor para altas latitudes y baja radiación. La comparación entre los SFCR estáticos y el seguimiento horizontal arroja incrementos de productividad que oscilan entre el 5% y 20 %, siendo preferible el seguimiento horizontal para bajas latitudes y alta radiación. Estas cifras deben tomarse como indicativas, teniendo en cuenta la incertidumbre de los datos (base de datos de radiación,

correlaciones de radiación difusa, etc.) sobre los que se construyen los mapas.

La elección entre una u otra técnica debe tener en cuenta, no sólo la mejor productividad, sino también otros condicionantes como el coste del sistema, el mantenimiento asociado o las necesidades de ocupación de espacio.

El mejor aprovechamiento de terreno depende directamente del porcentaje de radiación que quedará sombreada por los seguidores cercanos. En general, cuanto más exacto es el método de seguimiento, menos eficiente es su aprovechamiento de terreno: para un mismo valor de radiación sombreada, la separación entre seguidores aumenta en sistemas que apuntan mejor. De esta forma el espacio necesario es superior para el seguimiento a doble eje que para el seguimiento en eje horizontal Norte-Sur, y a su vez, mayor que para un SFCR estático. De ahí que en determinados casos en los que existan limitaciones de espacio disponible, pueda resultar interesante una técnica que ofrezca menor productividad [10].

### **3.3.6.2 Selección del tipo de Seguidor**

Por todo lo estudiado **es preciso elegir un sistema fotovoltaico con seguimiento de dos ejes**, debido a que la central se ubicaría, en un lugar de baja latitud y de acuerdo a los estudios del capítulo 2 es un sitio de alta radiación solar, de acuerdo con esto y según [10] se estima un incremento de rendimiento para este tipo de instalaciones respecto al sistema estático de entre un 30 a 50%, de donde se tomara el valor promedio de 35% estudiado anteriormente en el capítulo 1, para el cálculo de la producción energética.

Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar este objetivo general sacrificando un apuntamiento perfecto en áreas de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno.

### **3.3.6.3 Producción Anual Esperada**

Para un sistema FV con seguimiento de dos ejes la producción de energía en un año es la que se indica en la tabla cumpliendo con la *Ecuación 3-18*, para este tipo de instalaciones, además intervienen las pérdidas calculadas anteriormente en el literal (a) de cada mes, donde indica que el sistema con seguidor de dos ejes generara e inyecta a la red **18,18GW\*h** al año. Refiérase al Anexo J.



## **CAPITULO 4**

### **ANÁLISIS REGULATORIO Y ECONÓMICO DE LA TECNOLOGÍA RENOVABLE EN ESTUDIO**

#### **4.1 INTRODUCCION**

#### **4.2 MARCO REGULATORIO DE ENERGÍAS NO CONVENCIONALES**

Es preciso estudiar la presente regulación en lo que a energías no convencionales se refiere, de acuerdo con esto se necesita conocer los requisitos, precios, periodo de vigencia y forma de despacho para la energía eléctrica entregada de centrales solares.

##### **4.2.1 REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11**

Entonces según la presente regulación, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles [11], donde a esta le antecede la siguiente regulación.

**La Regulación No. 013/08** Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE. Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia, además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de

generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general y en ejercicio de sus facultades.

***De entre todas las tecnologías del Régimen Especial de Producción de Electricidad no Convencional la termosolar fue la última en recibir apoyos que permitiera su desarrollo.***

#### **4.2.1.1 Condiciones Preferentes**

##### **4.2.1.1.1 Precios Preferentes**

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kW\*h, son aquellos indicados en la Tabla No. 45. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

<b>CENTRALES</b>	<b>Territorio Continental</b>	<b>Territorio Insular de Galápagos</b>
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

**TABLA 33 PRECIOS PREFERENTES ENERGÍA RENOVABLES EN (CUSD/KWH)**

**FUENTE: CONELEC REGULACIÓN 004-11 CON UN REEMPLAZO MEDIANTE RESOLUCIÓN DIRECTORIO No. 017/12 DE 12 DE ENERO DE 2012.**

##### **4.2.1.1.2 Vigencia De Los Precios**

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- Para los generadores de la Tabla No. 45, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.

#### ***4.2.1.1.3 Despacho Preferente***

*El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.*

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas

El debate sobre el desarrollo de las fuentes renovables de energía en el contexto nacional, si bien se da a la par de otras problemáticas que en el corto y mediano plazo pueden resultar mucho más apremiantes, no puede considerarse de ninguna forma como una tarea postergable.

El análisis de las experiencias internacionales más recientes muestra que la Generación Eléctrica en Centrales no Convencionales como las Solares son un tema prioritario en las agendas energéticas, tanto de los países industrializados como en muchas economías en desarrollo, gracias a sus efectos beneficiosos en las esferas económica, social y ambiental. Así, se les ha identificado como impulsoras del desarrollo y comercialización de nuevas tecnologías, de la creación de empleos y de la conservación de los recursos energéticos no renovables.

La propuesta técnica que se pretende a continuación se realiza considerando el marco jurídico y regulación vigente, específicamente los preceptos contenidos en la regulación del ente regulador CONELEC. Sin embargo debe considerarse que en la actualidad existe un debate respecto a las regulaciones que se debería regir una central solar térmica.

*Se pretende que la Energía solar en el Ecuador tengan una participación del 2-3% en la oferta energética del Ecuador para el año 2020 según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020.*

Para cumplir este objetivo se plantea una implementación de artículos que regulen a las nuevas fuentes renovables de energía en el Plan Maestro de Energía.

Se tratará de incentivar una penetración mínima de las fuentes renovables del 8% anual hasta el 2025.

### **4.3 ANALISIS ECONOMICO DE ENERGIAS SOLARES**

A la hora de contemplar los costos asociados a la generación de las nuevas fuentes energéticas se debe definir claramente la tarea para las que se van a utilizar estos costos. La razón de esta necesidad inicial es que las características propias de la tarea de análisis en la que aparecen estos costos, determinan la estructura en un sentido u otro de este análisis.

Por todo esto, se debe distinguir entre las etapas de planificación y operación de las tecnologías implementadas. Mientras que en la primera de esta etapa lo que se pretende determinar es la viabilidad económica de la instalación contemplando los gastos e ingresos totales asociados a esta en el cómputo total de su vida útil [12].

En el análisis que se sigue en este proyecto se calculan de acuerdo a dos parámetros económicos:

- i. Primero de acuerdo a precios de implementación en países desarrollados, determinar el costo de inversión de cada central solar según su tipo y tecnología.
- ii. Segundo determinar los ingresos medios anuales por tipo central solar y tipo de tecnología.
- iii. Tercero según la regulación, analizar las restricciones que se presentan en la generación y comercialización.
- iv. Cuarto de acuerdo a un precio promedio establecido de los bonos de carbono según las emisiones evitadas, fijar los ingresos producidos por estos.

#### **4.3.1 INTERÉS PÚBLICO Y EMPRESARIAL DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES**

El interés surgido en la construcción de instalaciones generadoras de energía eléctrica de tecnología basada en energías renovables se debe al

apoyo que desde el Estado se está realizando para fomentar su implantación mediante primas, ayudas y acuerdos de financiación.

Este fomento de las Energías Renovables por parte del Estado se integra en el **Plan de Energías Renovables 2009-2020**. Dicho plan responde a motivos de estrategia social, económica y medioambiental.

*El desarrollo de la energía Solar Fotovoltaica encuentra como principales barreras aquellas de carácter económico; el interés en salvar estas barreras y propiciar su desarrollo se fundamenta en la existencia de recursos solares muy favorables en y la existencia de tecnología y capacidad de fabricación a nivel nacional.*

*Los incentivos a la producción de electricidad con energías renovables a través del sistema de primas y precios fijos regulados, constituyen el principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes. La vida útil de este tipo de instalaciones es muy larga, lo que permite su análisis de rentabilidad a un plazo mayor que otro tipo de inversiones. **Los estudios iniciales garantizaban 25 años, pero del análisis histórico de las existentes resulta una vida útil por encima de los 40 años.***

Como ejemplo puede citarse que las instalaciones más antiguas de los años 60-70, aún están operativas. Una de las más antiguas de es la de Els Metges, Cassà de la Selva, en Girona. Se implantó en el año 1974 y aún continua operativa en la producción energética.

Por ello aunque los estudios de rentabilidad tipo suelen hacerse generalmente como máximo a 10 - 15 años, las particularidades de este tipo de instalación permiten que su rentabilidad se evalúe a lo largo de **25 años** de funcionamiento.

De cualquier forma uno de los puntos que más pueden interesar a un inversor para asumir un proyecto de este tipo, es que queda por anticipado

regulada la **obligación de la compañía eléctrica de comprar la energía de origen renovable**, fijándose la **tarifa del kWh**.

#### **4.3.2 CONDICIONES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

##### **4.3.2.1 Inversión**

La inversión se calcula de acuerdo al tipo de central, es decir, solar térmica o fotovoltaica y de acuerdo a la tecnología que se pretende usar para mejorar su rendimiento ya sea sistemas fijos o sistemas con seguimiento.

Al no ser tema de esta tesis un análisis financiero, es pertinente aclarar ciertos *indicadores que permitan demostrar el costo final de una central solar*, y por ende dependiendo de una Tarifa Regulada (costo del KW\*h entregado a la red), y de la Potencia anual Generada.

De fuentes bibliográficas internacionales los indicadores para el cálculo de la inversión total son:

- Central Solar Térmica Concentrador Parabólico, costo promedio del MW instalado: 2,8-3,2 millones de dólares [13].
- Central Fotovoltaica, costo promedio del MW instalado: entre 5,77-6,924 millones de dólares [14].

De donde es posible estimar la inversión final de las generadoras, como sigue:

<b>ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN TOTAL</b>				
Tipo Central	Tipo Tecnología	P. instalada	Costo P. Instalada/MW	Inversión Total
	Sistema	MW	USD	USD
Solar Térmica	fijo	10,00	2.800.000,00	28.000.000,00
	seguidor dos ejes	10,00	3.000.000,00	30.000.000,00
Fotovoltaica	fijo	10,00	5.770.000,00	57.700.000,00
	seguidor dos ejes	10,00	6.924.000,00	69.240.000,00

**TABLA 34 INVERSIÓN TOTAL DE CENTRALES SOLARES**

#### **4.3.2.1.1 Desglose de Inversión**

Una central solar, puede desglosar sus costos de inversión de manera porcentual en función de costo total de la planta, estos se dividen como sigue [15]:

##### **a. Investigación**

Al carecer de registros históricos se debe empezar por la adquisición de datos para determinar la factibilidad del proyecto, posteriormente se deberá realizar mediciones con mayor precisión para determinar las características particulares. Por lo menos se debe recabar 5 años de mediciones para tener suficiente información que permita ver la viabilidad o no de un proyecto. Durante este tiempo se debe invertir gran cantidad de recursos económicos para:

- instalar los equipos de medición.
- personal que se encargue del mantenimiento de los equipos.
- verificación y procesamiento de datos.

Esta inversión no genera ningún tipo de remuneración durante el tiempo que tome la investigación del recurso. **Del costo total del proyecto esta etapa puede alcanzar entre un 5 y un 10%.**

##### **b. Factibilidad**

Una vez que el proceso de investigación ha terminado se realizara la factibilidad y si esta arroja resultados positivos se prosigue con:

- diseños definitivos del proyecto
- Estudios definitivos del proyecto.

Al igual que la fase previa son etapas donde se debe inyectar recursos económicos sin obtener ningún tipo de beneficio a cambio. Dependiendo del potencial del proyecto estos estudios pueden desarrollarse en 6 meses o en el caso de los de mayor capacidad y complejidad 2 ó 3



años. **Los estudios y diseños alcanzan hasta un 10% del valor del proyecto.**

### **c. Construcción**

Finalizado los estudios y diseños se procede a la adquisición de equipos, materiales, suministros, etc.; contratación de lo o las empresa encargadas de la construcción; etc. Económicamente esta es la etapa de mayor peso, pues es aquí donde la inyección de recursos para que el proyecto llegue a construirse es realmente importante. **Entre el 80% y 85% del costo total del proyecto se debe desembolsar en un tiempo no superior a 2 años en el caso de los proyectos de mayor envergadura.**

Debido a que no existen aún suficientes instalaciones no es posible conocer éstos datos con precisión. Con objeto de mostrar la economía que presentan este tipo de centrales, a continuación se proporcionan algunos datos y proyecciones de los costos de inversión en forma porcentual.

<b>COSTOS DE INVERSIÓN</b>					
Tipo Central	Tipo Tecnología	Investigación	Factibilidad	Construcción	Inversión Total
	Sistema	5%	10%	85%	USD
Solar Térmica	fijo	1.400.000	2.800.000	23.800.000	28.000.000
	seguidor dos ejes	1.500.000	3.000.000	25.500.000	30.000.000
Fotovoltaica	fijo	2.885.000	5.770.000	49.045.000	57.700.000
	seguidor dos ejes	3.462.000	6.924.000	58.854.000	69.240.000

**TABLA 35 DESGLOSE DE COSTOS DE INVERSIÓN.**

#### **4.3.2.2 Tarifa**

De acuerdo a la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, las tarifas para energías renovables en el territorio continental son las indicadas en la tabla. 45. del punto 4.2.2.1 dónde:

**Centrales Fotovoltaicas – 40,03 cUSD/kWh**

**Centrales Solar Termoeléctrica – 31,02 cUSD/kWh**

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

Basado en estos costos se procede a calcular los ingresos por mes y año, es decir, las ganancias brutas que tendrá la central. Previo a esto es necesario calcular el rendimiento total del sistema, esto es las pérdidas totales del campo solar más las pérdidas en el transformador (P12 en central FV) de salida del sistema para obtener la energía medida en el punto de entrega.

### 4.3.2.2.1 Ingresos de la Central Solar Térmica

#### a) Sistema Solar Térmico Fijo

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO						
MES	DNI	Area Apertura de grupo	Q_producida	Eficiencia Transfo	Energia Producida	Ingresos
	(kW*h/m <sup>2</sup> /mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h/mes)	2%	(MW*h/mes)	(USD/KW*h)
ENERO	135,67	62.506,20	1.892,74	0,98	1.845,43	\$ 572.082,16
FEBRERO	113,55	62.506,20	1.584,16	0,98	1.544,55	\$ 478.811,64
MARZO	146,75	62.506,20	2.047,41	0,98	1.996,23	\$ 618.830,49
ABRIL	119,10	62.506,20	1.661,64	0,98	1.620,10	\$ 502.229,66
MAYO	132,80	62.506,20	1.852,80	0,98	1.806,48	\$ 560.008,95
JUNIO	119,35	62.506,20	1.665,11	0,98	1.623,48	\$ 503.278,02
JULIO	127,14	62.506,20	1.773,78	0,98	1.729,44	\$ 536.125,93
AGOSTO	133,55	62.506,20	1.863,24	0,98	1.816,66	\$ 563.163,94
SEPTIEMBRE	136,13	62.506,20	1.899,14	0,98	1.851,66	\$ 574.015,46
OCTUBRE	156,06	62.506,20	2.177,29	0,98	2.122,85	\$ 658.084,59
NOVIEMBRE	147,51	62.506,20	2.057,92	0,98	2.006,48	\$ 622.007,58
DICIEMBRE	145,99	62.506,20	2.036,74	0,98	1.985,83	\$ 615.606,00
AÑO	1.613,60	62.506,20	22.511,97	0,98	21.949,18	\$ 6.804.244,41

TABLA 36 INGRESOS DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO FIJO

#### b) Sistema Solar Térmico Dos Ejes.

PRODUCCION ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES						
MES	DNI	Area Apertura del grupo	Q_producida	Eficiencia del transf.	Energia Producida	Ingresos
	(kW*h/m <sup>2</sup> -mes)	m <sup>2</sup>	(MWh/mes)	2%	(MW*h/mes)	(USD/KW*h)
ENERO	135,67	62.506,20	2.401,55	0,98	2.353,52	\$ 729.590,09
FEBRERO	113,55	62.506,20	2.010,01	0,98	1.969,81	\$ 610.639,96
MARZO	146,75	62.506,20	2.597,79	0,98	2.545,84	\$ 789.209,35
ABRIL	119,10	62.506,20	2.108,31	0,98	2.066,15	\$ 640.505,51
MAYO	132,80	62.506,20	2.350,87	0,98	2.303,85	\$ 714.192,84
JUNIO	119,35	62.506,20	2.112,71	0,98	2.070,46	\$ 641.842,51
JULIO	127,14	62.506,20	2.250,61	0,98	2.205,59	\$ 683.734,24
AGOSTO	133,55	62.506,20	2.364,11	0,98	2.316,83	\$ 718.216,46
SEPTIEMBRE	136,13	62.506,20	2.409,66	0,98	2.361,47	\$ 732.055,67
OCTUBRE	156,06	62.506,20	2.762,58	0,98	2.707,33	\$ 839.271,04
NOVIEMBRE	147,51	62.506,20	2.611,13	0,98	2.558,91	\$ 793.261,17
DICIEMBRE	145,99	62.506,20	2.584,26	0,98	2.532,57	\$ 785.097,08
AÑO	1.613,60	62.506,20	28.563,58	0,98	27.992,31	\$ 8.677.615,91

TABLA 37 INGRESOS DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO DOS EJES

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### 4.3.2.2 Ingresos de Central Fotovoltaico

#### a) Sistema fotovoltaico Fijo

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO					
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	Ingresos
	KW*h/m2/mes	KWp	29,29 [%]	MW*h/mes	USD/mes
ENE	143,07	10.000,00	72,33	1.034,86	\$ 414.252,81
FEB	118,46	10.000,00	73,20	867,13	\$ 347.112,80
MAR	153,18	10.000,00	71,59	1.096,60	\$ 438.968,88
ABR	124,47	10.000,00	73,39	913,47	\$ 365.660,27
MAY	138,75	10.000,00	72,65	1.007,96	\$ 403.487,97
JUN	124,68	10.000,00	73,37	914,83	\$ 366.204,71
JUL	133,57	10.000,00	73,03	975,41	\$ 390.456,43
AGO	140,90	10.000,00	72,49	1.021,39	\$ 408.864,07
SEP	144,70	10.000,00	71,86	1.039,81	\$ 416.235,75
OCT	165,49	10.000,00	70,69	1.169,83	\$ 468.282,83
NOV	156,70	10.000,00	70,95	1.111,81	\$ 445.059,20
DIC	152,46	10.000,00	71,64	1.092,26	\$ 437.231,96
AÑO	1.696,44	10.000,00	72,27	12.245,36	4.901.817,67

TABLA 38 INGRESOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO

#### b) Sistema Fotovoltaico Dos Ejes

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DOS EJES					
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	Ingresos Total
	KW*h/m2/mes	KWp	2,5 [%]	MW*h/mes	USD/mes
ENE	143,07	10.000,00	1,07	1.535,61	\$ 621.544,17
FEB	118,46	10.000,00	1,08	1.281,73	\$ 518.782,63
MAR	153,18	10.000,00	1,07	1.632,72	\$ 660.845,88
ABR	124,47	10.000,00	1,08	1.349,11	\$ 546.057,48
MAY	138,75	10.000,00	1,08	1.493,59	\$ 604.532,53
JUN	124,68	10.000,00	1,08	1.351,22	\$ 546.909,21
JUL	133,57	10.000,00	1,08	1.442,91	\$ 584.020,88
AGO	140,90	10.000,00	1,07	1.514,56	\$ 613.020,57
SEP	144,70	10.000,00	1,07	1.546,27	\$ 625.857,70
OCT	165,49	10.000,00	1,06	1.749,04	\$ 707.926,81
NOV	156,70	10.000,00	1,06	1.660,27	\$ 672.000,07
DIC	152,46	10.000,00	1,07	1.625,86	\$ 658.072,52
AÑO	1.696,44	10.000,00	1,07	18.182,88	\$ 7.359.570,44

TABLA 39 INGRESOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DOS EJES.

### 4.3.2.3 Análisis de la Regulación

Uno de los puntos que más pueden interesar a un inversor para asumir un proyecto de este tipo, es que queda por anticipado regulada la

**obligación de la compañía eléctrica de comprar la energía de origen renovable**, esto depende si existen restricciones en cuanto a la regulación.

Según la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11 en su punto (4.2.4. Despacho preferente), indica que se despachara de manera obligada y preferente, toda la energía eléctrica de las centrales renovables no convencionales, *hasta el límite del 6% del total de energía disponible en el país*. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación, *lo cual indica que se presenta una restricción, estas generadoras tienen preferencia sobre las centrales solares*.

Si se supera el límite referido, con la incorporación de nuevas centrales de energías renovables, estas se acogerán a las condiciones de centrales convencionales en cuanto a despacho y liquidación.

Todo esto sujeto a políticas futuras tanto para la expansión del límite referido y tanto para subsidios.

*Está claro por todo lo anterior que una central de energía renovable no convencional entra a comercializar en el Mercado Spot y limitada por las restricciones que presenta la presente regulación.*

De cualquier forma es preciso establecer si para este estudio afecta las restricciones aclaradas, se necesita encontrar el porcentaje de potencia total instalada de centrales de energía renovable no convencionales respecto a la total instalada en el país, además el porcentaje de la energía entregada por estas centrales respecto a la energía total entregada por el país, esto con el fin de determinar si se supera el límite referido por la regulación desde dos frentes Energía y Potencia.

**4.3.2.4 Potencia Instalada y Energía Entregada del País por Centrales Renovable no Convencional**

Un indicador importante sobre el cumplimiento de la regulación vigente, es el porcentaje de la potencia instalada de centrales de energía renovable no convencionales en función de la potencia total instalada en el país. La siguiente Tabla muestra la potencia total instalada de plantas de energía renovable no convencional en el Ecuador según lo indica el Plan de Operación del SNI Abril 2012 – Marzo 2013.

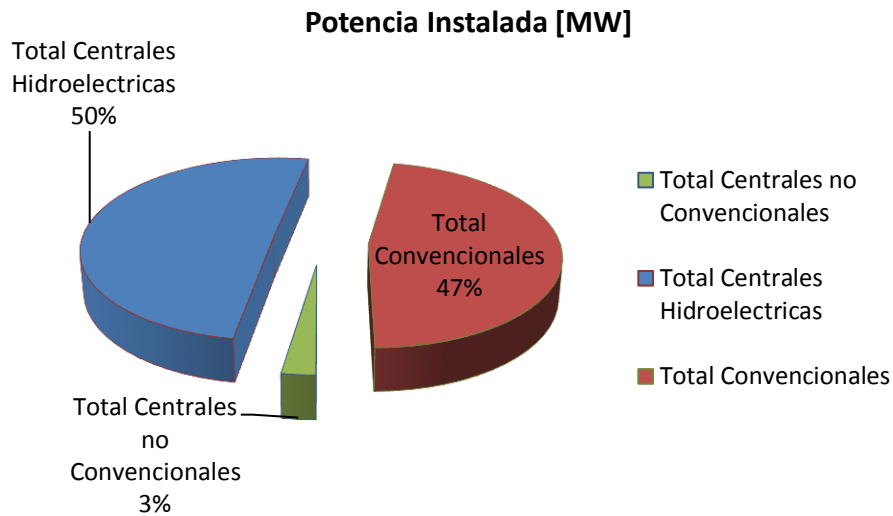
<b>COMPOSICION DEL SISTEMA NO CONVENCIONAL</b>			
Tipo Generación	Centrales	P instalada	Sub Total
		[MW]	[MW]
Biomasa	Ecoelectric	25,00	87,60
	San Carlos	35,00	
	Ecudos	27,60	
Eólica	Villonaco	15,00	15,00
		<b>TOTAL</b>	<b>102,60</b>

**TABLA 40 POTENCIA INSTALADA DE CENTRALES NO CONVENCIONALES ECUADOR**

La REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, establece que el despacho será preferente si la generación de centrales no convencionales no excede el 6% de la generación total del país, por lo que se realiza un análisis porcentual de la Potencia Instalada y Energía total del territorio nacional, en el cual la tabla. 53, muestra el desglose de la composición del sistema de generación indicando la cantidad y porcentaje que engloba a cada subsistema.

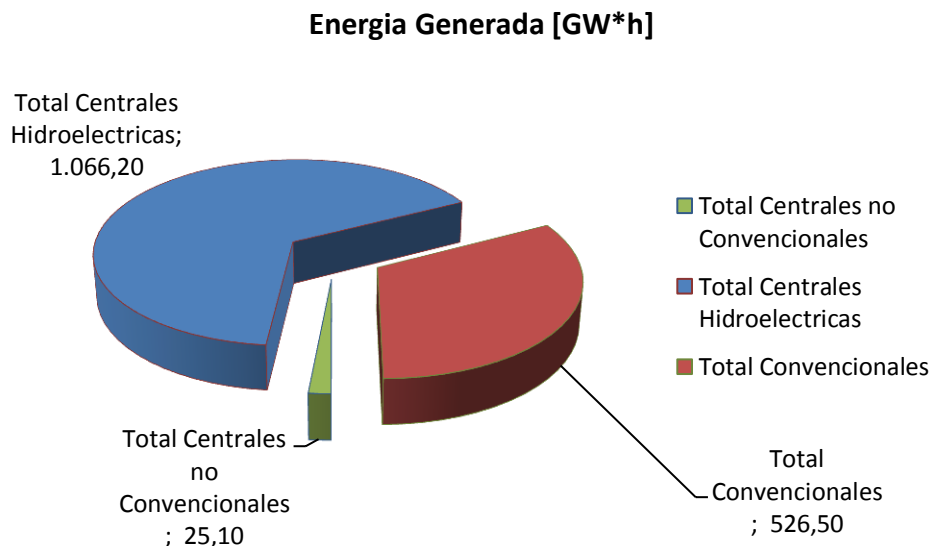
<b>PORCENTAJES DEL SISTEMA DE GENERACIÓN</b>				
Descripción	P Instalada		Energía Generada	
	MW	%	GW*h	%
Total País	4.102,60	100,00	1.617,80	100,00
Total Centrales no Convencionales	102,60	2,50	25,10	1,55
Total Centrales Hidroeléctricas	2.064,75	50,33	1.066,20	65,90
Total Convencionales	1.935,25	47,17	526,50	32,54

**TABLA 41 PORCENTAJES DE POTENCIA INSTALADA Y ENERGÍA DE CENTRALES NO CONVENCIONALES ECUADOR**



**FIGURA 82 POTENCIA INSTALADA DEL PAÍS POR CENTRALES RENOVABLE NO CONVENCIONAL.**

En la Figura. 82. Se observa que el porcentaje de potencia instalada centrales no convencionales es del 3%, lo cual muestra poca explotación de los recursos naturales de energía renovable, uno de los factores que afecta es que en el Ecuador recién se está comenzando a desarrollar este tipo de proyectos. El mayor porcentaje de potencia instalada lo ocupa las Hidroeléctricas con un 50% y con un 47% lo ocupan las Centrales Convencionales.



**FIGURA 83 ENERGÍA ENTREGADA DEL PAÍS POR CENTRALES RENOVABLE NO CONVENCIONAL.**

En la Figura. 83. Se observa que el porcentaje de energía generada por centrales no convencionales es del 1,55%. El mayor porcentaje de generación lo ocupa las Hidroeléctricas con un 65,9% esto debido al despacho por costo de generación siendo está la energía más barata, además porque el parque de generación hidroeléctrico es el mayor del país. Con un 32,54% lo ocupan las Centrales Convencionales.

*De cualquier forma la restricción establecida por la REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, no supera el parámetro del 6% de la generación total del país, tanto en Potencia Instalada como en energía Entregada al SNI. Siendo factible para el análisis de los ingresos económicos de centrales solares que no se ven afectados por esta regulación para su comercialización, es decir, toda la energía generada será despachada preferentemente en el mercado eléctrico, después de las centrales hidroeléctricas menores a 50MW.*

#### **4.4 BONOS DE CARBONO:**

Si consideramos que 1 kWh producido en una termoeléctrica convencional equivale a 0,8848kg de CO<sub>2</sub>; anualmente esta generación limpia y descentralizada, aportaría en la reducción de CO<sub>2</sub> generadas por la combustión [6].

##### **4.4.1 CARBONO EVITADO DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICO**

###### **a) Sistema Solar Fotovoltaico Fijo**

<b>PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO</b>					
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	CO2 evitado
	KW*h/m2/mes	KWp	29,29 [%]	MW*h/mes	[Ton]
ENE	143,07	10.000,00	72,33	1.034,86	915,64
FEB	118,46	10.000,00	73,20	867,13	767,24
MAR	153,18	10.000,00	71,59	1.096,60	970,27
ABR	124,47	10.000,00	73,39	913,47	808,23
MAY	138,75	10.000,00	72,65	1.007,96	891,85
JUN	124,68	10.000,00	73,37	914,83	809,44
JUL	133,57	10.000,00	73,03	975,41	863,04
AGO	140,90	10.000,00	72,49	1.021,39	903,73
SEP	144,70	10.000,00	71,86	1.039,81	920,02

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

OCT	165,49	10.000,00	70,69	1.169,83	1.035,07
NOV	156,70	10.000,00	70,95	1.111,81	983,73
DIC	152,46	10.000,00	71,64	1.092,26	966,43
AÑO	1.696,44	10.000,00	72,27	12.245,36	10.834,69

**TABLA 42 Co2 EVITADO ANUAL SISTEMA FIJO**

### b) Sistema Solar Fotovoltaico dos ejes

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DOS EJES					
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	CO2 evitado
	KW*h/m2/mes	KWp	2,5 [%]	MW*h/mes	[Ton]
ENE	143,07	10.000,00	1,07	1.535,61	1.358,71
FEB	118,46	10.000,00	1,08	1.281,73	1.134,07
MAR	153,18	10.000,00	1,07	1.632,72	1.444,63
ABR	124,47	10.000,00	1,08	1.349,11	1.193,70
MAY	138,75	10.000,00	1,08	1.493,59	1.321,52
JUN	124,68	10.000,00	1,08	1.351,22	1.195,56
JUL	133,57	10.000,00	1,08	1.442,91	1.276,69
AGO	140,90	10.000,00	1,07	1.514,56	1.340,08
SEP	144,70	10.000,00	1,07	1.546,27	1.368,14
OCT	165,49	10.000,00	1,06	1.749,04	1.547,55
NOV	156,70	10.000,00	1,06	1.660,27	1.469,01
DIC	152,46	10.000,00	1,07	1.625,86	1.438,56
AÑO	1.696,44	10.000,00	1,07	18.182,88	16.088,21

**TABLA 43 Co2 EVITADO ANUAL SISTEMA DOS EJES**

## 4.4.2 CARBONO EVITADO DE LA CENTRAL SOLAR TÉRMICA

### a) Sistema Solar Térmica Fijo

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO				
MES	DNI	Area Apertura de grupo	Energia Producida	CO2 evitado
	(kW*h/m2/mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h/mes)	[Ton]
ENE	135,67	62.506,20	1.845,43	1.632,83
FE	113,55	62.506,20	1.544,55	1.366,62
MAR	146,75	62.506,20	1.996,23	1.766,26
ABR	119,10	62.506,20	1.620,10	1.433,46
MAY	132,80	62.506,20	1.806,48	1.598,37
JUN	119,35	62.506,20	1.623,48	1.436,45
JUL	127,14	62.506,20	1.729,44	1.530,21
AGO	133,55	62.506,20	1.816,66	1.607,38
SEP	136,13	62.506,20	1.851,66	1.638,35
OCT	156,06	62.506,20	2.122,85	1.878,30
NOV	147,51	62.506,20	2.006,48	1.775,33
DIC	145,99	62.506,20	1.985,83	1.757,06
AÑO	1.613,60	62.506,20	21.949,18	19.420,63

**TABLA 44 Co2 EVITADO ANUAL SISTEMA FIJO**



**b) Sistema Solar Térmica Fijo**

<b>PRODUCCION ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES</b>				
MES	DNI	Area Apertura del grupo	Energia Producida	CO2 evitado
	(kW*h/m <sup>2</sup> -mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h/mes)	[Ton]
ENE	135,67	62.506,20	2.353,52	2.082,39
FEB	113,55	62.506,20	1.969,81	1.742,88
MAR	146,75	62.506,20	2.545,84	2.252,56
ABR	119,10	62.506,20	2.066,15	1.828,13
MAY	132,80	62.506,20	2.303,85	2.038,44
JUN	119,35	62.506,20	2.070,46	1.831,94
JUL	127,14	62.506,20	2.205,59	1.951,51
AGO	133,55	62.506,20	2.316,83	2.049,93
SEPT	136,13	62.506,20	2.361,47	2.089,43
OCT	156,06	62.506,20	2.707,33	2.395,44
NOV	147,51	62.506,20	2.558,91	2.264,12
DIC	145,99	62.506,20	2.532,57	2.240,82
AÑO	1.613,60	62.506,20	27.992,31	24.767,60

TABLA 45 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES

**4.4.3 EL MERCADO DE "BONOS DE CARBONO" <sup>[16]</sup>**

El nombre de “bonos de carbono” se ha dado como un nombre genérico a un conjunto de instrumentos que pueden generarse por diversas actividades de reducción de emisiones. Así, se puede decir que existen “varios tipos” de bonos de carbono, dependiendo de la forma en que éstos fueron generados:

- Certificados de Reducción de Emisiones (CERs)
- Montos Asignados Anualmente (AAUs)
- Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs)
- Unidades de Remoción de Emisiones (RMUs)

**4.4.3.1 Certificados de Reducción de Emisiones (CER)**

Los países del que inviertan en proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio, pueden obtener Certificados de Reducción de Emisiones por un monto equivalente a la cantidad de bióxido de carbono equivalente que se dejó de emitir a la atmósfera como resultado del proyecto. Para ello,

el proyecto debió cumplir con los requisitos establecidos por el Consejo Ejecutivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

#### **4.4.3.2 Montos Asignados Anualmente (AAU)**

Corresponde al monto total de emisiones de gases de efecto invernadero que a un país se le permite emitir a la atmósfera durante el primer período de compromiso (2008-2012) del Protocolo de Kioto. Cada país divide y asigna su respectivo monto a empresas localizadas en su territorio a manera de límite de emisión por empresa.

#### **4.4.3.3 Unidades de Reducción de Emisiones (ERU)**

Corresponde a un monto específico de emisiones de gases de efecto invernadero que dejaron de ser emitidas por la ejecución de un proyecto de Implementación Conjunta.

##### **4.4.3.3.1 Unidades de Remoción de Emisiones (RMU)**

Corresponde a créditos obtenidos por un país durante proyectos de captura de carbono. Las Unidades de Remoción de Emisiones solamente pueden ser usadas por los países dentro del período de compromiso durante el cual fueron generadas, y son para cumplir con sus compromisos de reducción de emisiones. Estos créditos no pueden ser considerados en períodos de compromiso posteriores.

Las transacciones de bonos pueden ser desde una simple compra o venta de una cantidad específica de bonos, hasta una estructura de compra-venta con diversas opciones. Algunas de las opciones son las siguientes:

##### **4.4.3.3.2 Compras Spot:**

El precio del bono y la cantidad de bonos se acuerdan en la fecha del acuerdo de compra-venta pero la entrega y el pago del bono se realizan en una fecha futura cercana. Se puede considerar como si la compra-venta

ocurriera en el momento, aunque pasen unos días entre el pago y la entrega. Esto se hace para asegurar un precio conveniente para ambas partes y para reducir el riesgo de que el bono no se venda en el futuro.

#### *4.4.3.3 Contratos de entrega futura:*

Se acuerda la compra-venta de una cantidad específica de bonos al precio de mercado actual, pero el pago y la entrega se realizarán en fechas futuras, generalmente de acuerdo a un cierto calendario de entregas.

#### *4.4.3.4 Opciones:*

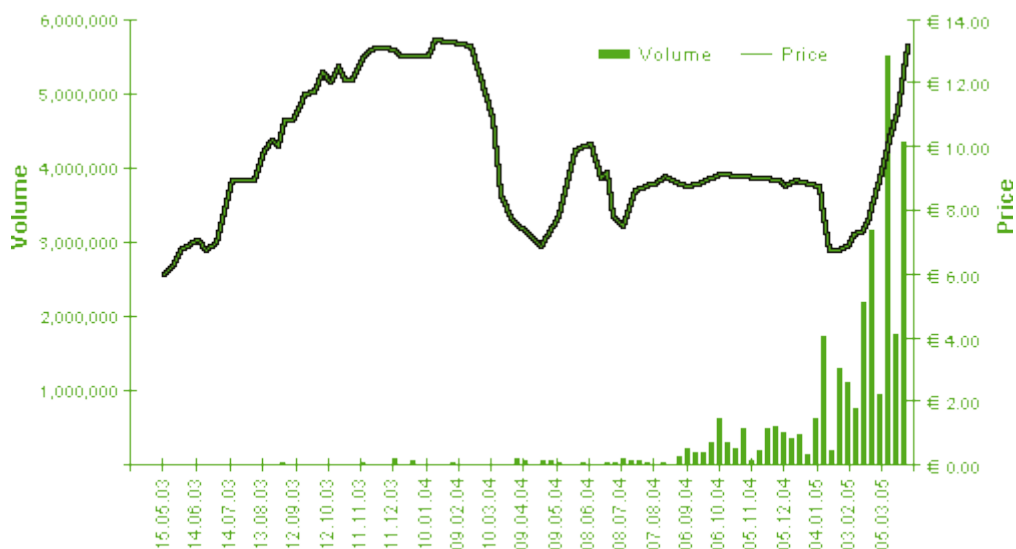
Las partes compran o venden la opción (el derecho a decidir) sobre si la venta se realizará o no en una fecha y a un precio pactados. De esta manera, el comprador tiene el derecho a comprar la cantidad de bonos ofrecida por el vendedor, pero no tiene la obligación de comprarlos una vez llegada la fecha acordada. Las condiciones de precio, cantidad y fecha de entrega de los bonos se acuerdan el día de elaboración del contrato, y también se acuerda una fecha que marca la fecha límite para que el comprador mantenga su derecho de compra. En este caso, el vendedor está a la expectativa y depende de la decisión del comprador, pero si la compra-venta se realiza, el comprador le pagará una cantidad adicional denominada premium.

*Todas las operaciones de compra-venta en el comercio de bonos de carbono están regidas por un contrato entre el comprador y el vendedor.*

Por ejemplo:

**Chicago Climate Exchange:** en operación desde diciembre del 2003; el precio ha fluctuado desde \$0.90 hasta los \$2.10 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub> (datos a junio de 2005).

**European Climate Exchange Carbon:** en operación desde abril del 2005; el precio ha fluctuado entre \$6.40 y \$19.70 euros por tonelada de CO<sub>2</sub> (datos a junio de 2005).



**FIGURA 84 EJEMPLO DE GRÁFICA DE PRECIO Y VOLÚMENES DE TON CO2 COMERCIAADOS EN LA UNIÓN EUROPEA**

FUENTE: POINT CARBON 2005

#### 4.4.4 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE LOS BONOS DE CARBONO

No hay un valor “oficial” sobre el precio de una tonelada de CO2 reducida o no emitida. Aunque algunas agencias multilaterales han establecido ciertos precios para los proyectos de reducción de emisiones financiados por ellas mismas (por ejemplo, hasta 2005, el Banco Mundial emplea un precio de \$5 dólares por tonelada de CO2 equivalente no emitida), el precio de la tonelada está sujeto a oferta y demanda de bonos de carbono en el mercado.

##### 4.4.4.1 Precio actual de los bonos de carbono

En el sector eléctrico los ingresos de las compañías están dados por los PPA (Contratos de Suministros), según Barclays el precio promedio estimado para los CER en 2012 y 2013 será de **cuatro euros** (5,0324 dólares americanos), estos precios subirán o bajaran dependiendo del estado económico que se encuentren los diferentes continentes europeos, americanos, asiáticos y africanos. Existen más ofertas de carbono que

demanda en el mundo, y este viene exclusivamente de la unión europea [17].

#### **4.4.5 INGRESOS TOTALES ANUALES DE LAS CENTRALES SOLARES**

En las tablas de los Anexos K, L, se muestra los valores totales por mes y año de las diferentes centrales solares los cuales constan de los ingresos por venta de energía al SNI más las posibles ganancias venta en el mercado de bonos de carbono.

### **4.5 POSIBLES FUENTES DE FINANCIAMIENTO**

La inversión en energías renovables puede resultar un negocio muy atractivo. La generación es muy bien retribuida, a esto se debe añadirle los ingresos que generan las energías renovables por la emisión de certificados de carbón.

A pesar de los beneficios económicos que presenta el mercado de ERNC la inversión inicial resulta muy elevada y muchas veces los proyectos no llegan a desarrollarse por no contar con el capital.

Internacionalmente existen organizaciones ayudan con el financiamiento de proyectos con energías renovables no convencionales. Estas organizaciones promueven el cuidado del medio ambiente. Incluso ciertas instituciones otorgan créditos no reembolsables en países en vías de desarrollo que deseen desarrollar ERNC. [15]

A continuación se detallan algunos de estos organismos:

#### **4.5.1 EL PROGRAMA DE PEQUEÑAS DONACIONES**

El Programa de Pequeñas Donaciones forma parte del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) es un mecanismo permanente de financiamiento, destinado a proporcionar donaciones y fondos de carácter concesionario a los países en

desarrollo para programas encaminados a proteger el medio ambiente mundial.

El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM), es administrado conjuntamente por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y el Banco Mundial.

#### **4.5.2 ENVIRONMENTAL ENTERPRISES ASSISTANCE FUND**

El Environmental Enterprises Assistance Fund (EEAF) fue fundado en 1990 para cubrir la brecha existente entre el capital de inversión y los pequeños negocios ambientales en países en vías de desarrollo. El objetivo central del EEAF se encuentra enfocado en el manejo privado de fondos para equity. Sin embargo, la principal misión es mejorar la capacidad en los países donde trabaja. Con base en Arlington, VA, la EEAF tienen su principal subsidiaria en Costa Rica, a través de las Empresas Ambientales de Centro América y otros socios sobre todo instituciones financieras en muchos otros países.

##### **Objetivos del EEAF**

- Financiar compañías de beneficio ambiental que transformen modelos para que puedan ser replicados por otros inversionistas
- Fomentar la creación de fondos de inversión que generen beneficios sociales , financieros y ambientales
- Colaborar con instituciones locales y regionales que promuevan el desarrollo sostenible, y
- Otorgar financiamiento adicional de otros inversionistas y proveer apoyo en el manejo del portafolio de las compañías.

#### **4.5.3 RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY FUND – REEF**

Los \$65 millones del Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (REEF) es un fondo de inversión específicamente para proyectos de energía renovable y de eficiencia energética en países en vías de desarrollo. Además, el REEF puede realizar inversiones potenciales en proyectos fotovoltaicos relacionados tal como se los describe en el GEF en forma de cofinanciamiento. El REEF se enfocará en inversiones para proyectos por debajo de los 50 Megavatios (MW) y operaciones de pequeña escala en fotovoltaicos. Estas inversiones deberán ser de preferencia en compañías de distribución y marketing fotovoltaicos. Las inversiones en proyectos fotovoltaicos probablemente serán menores al 10% del total de las inversiones del REEF.

EL REEF se inauguró en Febrero de 2000. Es el primer fondo global organizado para cubrir las amplias oportunidades de inversión en mercados emergentes de energías renovables y eficiencia. El REEF busca activamente realizar inversiones en equity y quasi equity en compañías privadas rentables y comercialmente viables, en proyectos en sectores que incluyan generación eléctrica conectada o no a la red y cuyo combustible primario sean recursos renovables, a través de eficiencia energética y conservación.

##### **Sectores**

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de bajo impacto.
- Eólicos
- Solar y Fotovoltaico
- Biomasa
- Geotérmica
- Conservación de Energía y Eficiencia.

#### **4.5.4 SOLAR DEVELOPMENT GROUP – SDG**

El Solar Development Group (SDG) provee apoyo para el desarrollo de negocios y de financiamiento a compañías de alto crecimiento y potenciales que provean de energía fotovoltaica y otros recursos energéticos en áreas rurales de países en vías de desarrollo y que se encuentren fuera de la red normal de abastecimiento eléctrico.

Muchas áreas en el sector rural no tienen acceso a la red de energía convencional. La energía solar es una solución costo – efectiva y ambientalmente amigable.

El SDG ayuda a acelerar el crecimiento de energías renovables no convencionales con enfoque en las tecnologías fotovoltaicas. Para esto, el SDG se une con los pioneros de las industrias locales y con la posición de sus compañías para lograr su expansión y su rentabilidad.

#### **4.5.5 TERRA CAPITAL INVESTORS LIMITED**

"Terra Capital Investors Limited" (Terra Capital), es el primer fondo de capital de riesgo para inversiones en el campo de la diversidad biológica, fundada en 1998 y con su oficina central en São Paulo, Brazil. La compañía fue creada por la International Finance Corporation (IFC) – Corporación Financiera Internacional, que pertenece al grupo del Banco Mundial en cooperación con el Global Environment Facility (GEF). Los capitales de préstamo son de USD 15 millones.

El fondo financia actividades de pequeña y mediana escala y que no dispongan de financiamiento externo en el área de diversidad biológica.

#### **4.5.6 CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL**

La Corporación Financiera Internacional (CFI) promueve inversiones sostenibles del sector privado en los países en desarrollo como una manera de reducir la pobreza y mejorar las condiciones de vida de la gente.



La CFI es miembro del Grupo del Banco Mundial y tiene su sede en la ciudad de Washington. Su objetivo primordial es el mismo de todas las demás instituciones del Grupo del Banco Mundial, a saber, mejorar la calidad de vida de los habitantes de sus países miembros en desarrollo.

Creada en 1956, la CFI es la principal fuente de financiamiento multilateral en forma de préstamos y participaciones de capital para proyectos del sector privado en países en desarrollo. Para promover el desarrollo sostenible del sector privado, la CFI.

- Financia proyectos del sector privado en diversos lugares del mundo en desarrollo.
- Ayuda a empresas privadas de los países en desarrollo a movilizar financiamiento en los mercados financieros internacionales.
- Proporciona asesoría y asistencia técnica a empresas y gobiernos.
- El interés especial de la CFI es promover el desarrollo económico y para ello fomenta el crecimiento de empresas productivas y de mercados de capital eficientes en sus países miembros. En este contexto, el asesoramiento que ofrece a los gobiernos ayuda a crear condiciones que fomenten el flujo de ahorros e inversiones tanto internas como externas.

#### **4.5.7 CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO CAF**

Los préstamos de corto (hasta 1 año), mediano (de 1 a 5 años) y largo plazo (más de 5 años) constituyen la principal modalidad operativa de la CAF y pueden aplicarse a todas las etapas de ejecución de proyectos. Bajo ciertas circunstancias y en el contexto de una relación crediticia integral, la CAF también puede otorgar préstamos para financiar operaciones de comercio, especialmente de fomento a las exportaciones, y de capital de trabajo a empresas o instituciones financieras.

Aunque la CAF puede financiar prácticamente cualquier tipo de proyecto, tienen particular relevancia los préstamos de infraestructura destinados a proyectos públicos y privados de vialidad, transporte, telecomunicaciones, generación y transmisión de energía, agua y saneamiento ambiental, así como los que propician el desarrollo fronterizo y la integración física entre los países accionistas. En cuanto al área industrial, la CAF financia proyectos y préstamos corporativos para ampliar y modernizar la capacidad productiva y la inserción de las empresas de sus países accionistas en los mercados regionales y mundiales.

En el caso de los préstamos para financiar operaciones de comercio, capital de trabajo o programas de apoyo a sectores productivos, se opera preferentemente bajo la modalidad de banca de segundo piso al otorgar líneas de crédito o créditos sectoriales a instituciones financieras de desarrollo y a la banca comercial privada. De esta manera, la CAF ofrece financiamiento a sectores específicos a los cuales no puede llegar directamente, como es el caso de las pequeñas y medianas empresas (pymes). Estas líneas de crédito también se pueden otorgar en forma directa a empresas calificadas de diversos sectores productivos de la región.

## **CONCLUSIONES**

En el Presente Trabajo, se estudió a profundidad el aprovechamiento de la energía solar para la producción de electricidad, estas se han desarrollado a nivel Mundial, entre las cuales se destacan las Centrales Solares Térmicas y Centrales Solares Fotovoltaicas. Se resaltó las facilidades que este tipo de Centrales amigables con el medio ambiente tienen de parte del Estado Ecuatoriano para su desarrollo Investigativo y posterior viabilidad a nivel de generación. En general las condiciones presentes en el país facilitan e incentivan la investigación e implementación de energías renovables para la producción de energía eléctrica.

De entre las diferentes tecnologías constructivas de células fotovoltaicas, las del tipo mono-cristalino presentan mayores ventajas, en efecto son las de mejor rendimiento, este punto es importante ya que al tratarse de una central solar a gran escala es necesario reducir las pérdidas al mínimo, además estas son las más abundantes en el mercado encontrando de diferentes características técnicas y mecánicas capaces de acoplarse a los requerimientos deseados. Su costo es elevado, pero las políticas actuales promueven el desarrollo de este tipo de centrales eximiendo de aranceles a la importación de paneles solares, también existen varios organismos internacionales con conciencia medioambiental que fomentan la investigación y desarrollo.

En las centrales térmicas un equipo primordial para la generación eléctrica, en la tecnología de colectores Cilindro Parabólico, es el llamado colector en sí, debido a que sus características técnicas y físicas son ya utilizadas desde décadas anteriores y por ende mejoradas para su mejor rendimiento en la actualidad, las principales características de estos colectores son la facilidad de acoplamiento entre sí para formar un grupo colector y de ahí obtener el llamado campo solar para la generación, en el mercado mundial existen diversos fabricantes pero el escogido para el

análisis fue el EUROTRHOUGH por su acoplamiento con los rasgos de ubicación y mayores datos nominales de funcionamiento.

La Base de Datos facilitada es producto de tres años medidos. (2009-2010-2011), con lo que se desarrolló un método de cálculo anual de energía y potencia solar por  $m^2$ , cada 10 minutos lo cual nos proporciona 78840 datos de irradiancia solar [ $W/m^2$ ]. Para los dos tipos de tecnología en análisis como es la de Colectores Cilindro Parabólico en las térmicas y Paneles mono-cristalinos en fotovoltaicas, el cálculo considero el desarrollo de un modelo tipo de radiación e irradiación solar en Uchucay, que es aplicable a cualquier tecnología de generación solar. En particular se parametrizó las curvas de irradiación mensual y anual de los años medidos [ISOHELIAS].

El Equipo que utiliza ELECAUSTRO S.A. para la adquisición de los valores de radiación solar, realiza un análisis del tiempo de captura de cada valor en un rango de 10 min, para así muestrear un comportamiento real de cada dato durante las horas de medición.

Cabe recalcar que los datos de irradiancia promedio por hora y los de irradiación (energía) por hora son iguales como se pudo observar en la tabla 14, esto se debe a que si se considera los datos de densidad de potencia en una hora, para convertir estos valores a energía es necesario multiplicarlos por un factor de tiempo, en este caso se necesita irradiación expresada en horas, por los tanto, el factor de tiempo es igual a uno que es 1h. Por esta razón los valores de potencia-hora son iguales a los datos de energía-hora

Debido a la falta de datos en algunos meses de los años de la BD o por datos esporádicos presentados, fue necesario corregirlos mediante promedios de años anteriores o reemplazarlos con datos del año tipo considerado en el análisis, esto basado en el hecho de que meteorológicamente hablando el perfil de irradiancia e irradiación se obtiene del promedio de días buenos, malos y regulares consiguiendo así valores confiables.

Ecuador, de acuerdo con su ubicación es un país con un excelente recurso solar. El potencial energético en Sumaypamba y Uchucay es de un promedio anual de  $4.6 \pm 0,41 \text{ KW}^*\text{h}/\text{m}^2\text{-día}$ , este valor estimado cubre un área de  $25,696 \text{ Km}^2$  debido a que no existen grandes deformaciones geográficas que afecten la incidencia solar en esta superficie. Basados en el mapa de radiación solar CONELEC 2007, de acuerdo a sus isohelias estimadas se obtuvo una irradiación superior al promedio en sus cálculos que es de  $3.0 \text{ KW}^*\text{h}/\text{m}^2\text{-día}$ , además según [7] la irradiación diaria promedio en el Ecuador es de  $4,2 \text{ KW}^*\text{h}/\text{m}^2\text{-día}$  (uno de los valores más altos en el mundo), por todo lo anterior se afirma la suficiente capacidad y potencial del recurso solar para la producción de Energía Eléctrica de hecho por encontrarse en la mitad del mundo, la radiación solar a lo largo del año es relativamente constante como se observa en los análisis realizados en el capítulo 2..

Las centrales solares fotovoltaicas, son las únicas que transforman la energía solar (fotones) en energía eléctrica directamente, sin la necesidad de pasar por un elemento generador en movimiento que transforma la energía mecánica obtenida de alguna fuente, en energía eléctrica, esto se logra gracias al efecto fotovoltaico de la células solares que no es más que un semiconductor unión tipo P-N.

Un Aspecto importante a tomar en consideración en la generación de las centrales solares es el área que requiere el campo solar para su instalación dependiendo de la planta y tecnología, por tal motivo se estimó mediante la capacidad de generación y área requerida por dos centrales solares una aproximación lineal del área mínima requerida para tener una capacidad de generación de 10 MW que representa un 2% del área total de la extensión en estudio. Donde sí el 60% de la superficie fuera utilizable para generación, se podría instalar una capacidad de 300 MW.

Con respecto a lo anterior el dimensionamiento de la potencia instalada depende principalmente de:

- Estudio detallado de la energía solar efectiva disponible de la zona, realizado en el capítulo 2.
- Limitaciones existentes de la superficie disponible y su orientación atendiendo a criterios técnicos.

Las pérdidas en las centrales térmicas varían dependiendo de las etapas que esta tiene. Donde en el campo solar las Pérdidas Ópticas, Térmicas y Geométricas varían en el rango de 10; 25; 5 [%] respectivamente. En el fluido Calor portador se da una pérdida del 2%, y en la etapa más indispensable de este tipo de plantas como es la conversión termodinámica se da una pérdida del 60 % que es algo alto para aprovechar al máximo este tipo de tecnología, por tal motivo se recomienda que se utilice las diferentes etapas de conversión que tiene el ciclo termodinámico de generación como es el caso de implementar una conversión de ciclo combinado, el cual aprovecha al máximo la energía producida por la turbina, y así pasar de la energía térmica a la energía eléctrica producida por el campo solar y el ciclo termodinámico. De acuerdo con lo anterior se cumple la siguiente cadena Energía Solar-Mecánica-Eléctrica pasando por las diferentes etapas de conversión del sistema así como también las pérdidas que este tiene en cada proceso.

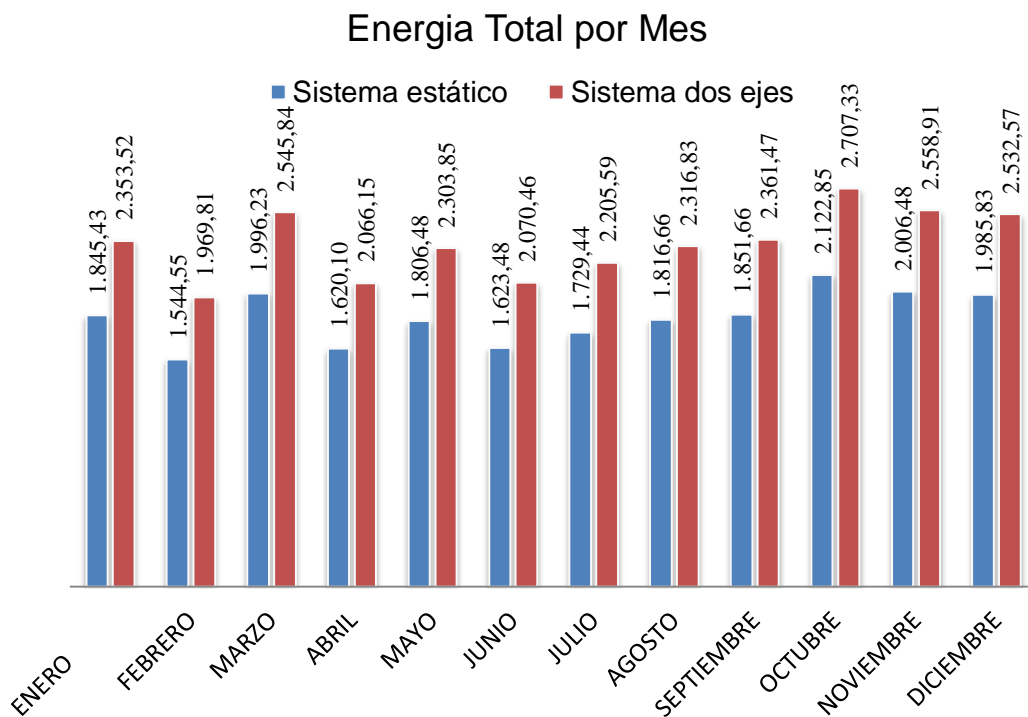
El Desarrollo del cálculo energético empleo tres aspectos importantes mencionados en párrafos y capítulos anteriores:

- Energía solar efectiva disponible.
- Pérdidas del sistema solar.
- Características Técnicas del Colector Cilindro Parabólico.

En inicio se realiza un cálculo analítico de la energía que podría entregar un colector cilindro parabólico en cualquier mes del año, el mes y año establecidos corresponden a julio del 2010 el cual nos da valores de irradiancia efectiva de  $149,2 \text{ W/m}^2$  y calculando con los parámetros establecidos se tiene una energía producida de  $1724 \text{ MW}\cdot\text{h}$  correspondiente a un colector.

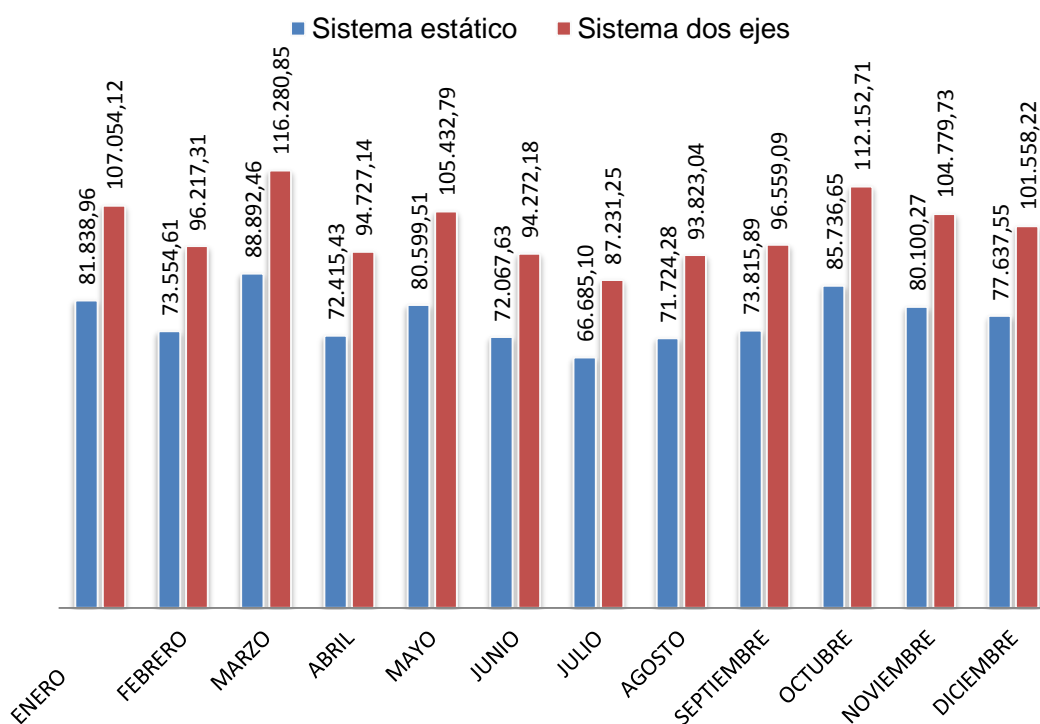
Para el cálculo y análisis de la capacidad de generación de la central térmica se establecieron tablas de cómputo, en el cual se encuentran todos los valores efectivos de irradiación mensual de un año tipo en estudio, en las tablas tabuladas se halla el comportamiento mensual del sol durante un año tipo y calculando cada parámetro se obtuvo una capacidad de generación de **21949,18 MW\*h/año** para una potencia Instalada de 10MW\*h, también se demuestra el comportamiento que este tipo de planta cumple cuando se le mejora el sistema de captación solar, implementando un sistema de dos ejes. Con lo que se mejora la producción de energía en el sistema generando **27992,31 MW\*h/año**, debido que al mismo tiempo mejora su eficiencia. Las expectativas planteadas en este punto demuestran que si es posible una implementación de centrales solares térmicas.

En la siguiente grafica se muestra el sistema térmico Fijo vs sistema térmico con seguidor dos ejes, donde a pesar que las pérdidas totales del medio son considerables, se plantea un incremento mejorando el mismo en un 25%, lo cual implicara mayor aprovechamiento de la Irradiancia y por ende aumentara su producción e ingresos, a pesar que la Inversión inicial es mayor que en los sistemas fijos.



Un análisis semejante se lo realiza para el sistema FV Fijo vs sistema FV con seguidor dos ejes, donde a pesar que las pérdidas totales del medio son considerables, se plantea un incremento mejorando el mismo en un 35%, lo cual implicara mayor aprovechamiento y por ende aumentara su producción e ingresos, a pesar que la Inversión inicial en este tipo de centrales es la más costosa de todos los sistemas estudiados.

Energía Total por Mes



En el análisis realizado en este Trabajo de Tesis, los datos establecieron que el emplazamiento ubicado en Uchucay y Sumaypamba, es viable para una posible implementación de central solar, en este caso la que mejores beneficios en todos los aspectos técnicos, económicos y regulatorio obtuvo es la Central Solar Térmica con seguimiento de dos ejes y tecnología de Colectores Cilindro Parabólico como se observa en el siguiente cuadro.

CUADRO COMPARATIVO CENTRALES SOLARES				
Tipo Central	Solar Térmica		Fotovoltaica	
	Fijó	Seguidor dos ejes	Fijó	Seguidor dos ejes
P instalada [MW]	10,00	10,00	10,00	10,00
EP anual [MW*h/año]	21.949,18	27.992,31	12.245,36	18.182,88
CO2 evitado [Ton]	19.420,63	24.767,60	10.834,69	16.088,21
Inversión [USD]	\$ 28.000.000,00	\$ 30.000.000,00	\$ 57.700.000,00	\$ 69.240.000,00
Ingresos [USD]	\$ 6.901.976,79	\$ 8.802.256,36	\$ 4.956.342,18	\$ 7.359.570,44



## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

Según el cuadro comparativo de centrales solares, para una misma potencia instalada, la planta de mayor producción de energía es la Solar Térmica con seguidor de dos ejes y unos ingresos proporcionales de **\$ 8,8** millones de dólares al año, es decir, es la que mejores ingresos percibe anualmente seguida de cerca de la central FV con seguidor de dos ejes, donde el costo de inversión de esta es el más alto como se demuestra en la tabla, en este sentido la planta solar que menos inversión necesita es la Térmica con sistema fijo, pero la diferencia entre ingreso e inversión no es la mejor, este parámetro si se cumple para la Central Térmica con Seguidor de Dos Ejes, además una instalación con estas características reduce en **24767,6 Ton** anuales de CO<sub>2</sub>, favoreciendo al cuidado del medio ambiente nacional. En efecto la Central Solar Térmica con seguidor de dos ejes presenta mejores características técnicas y económicas, demostrando que esta sobresale, también es la mejor opción para su posible implementación y aprovechamiento del potencial energético de la zona.

El Factor de Planta es un concepto clave en todo análisis de centrales eléctricas, toda central tiene una potencia nominal, sin embargo no siempre generara la potencia nominal. En sistemas solares FV el FP depende mucho de la intensidad de la irradiación solar, nubosidad y latitud. El mismo se puede calcular y medir en el terreno, para sistemas estáticos el FP es del orden de 0,25 y 0,32 en sistemas con seguimiento de un eje. En sistemas Termo-solares es más conveniente usar un acumulador por su FP que es superior al del sistema FV, donde en sistemas Termo-solares de concentración el FP esta entre 0,6 en Latinoamérica y 0,7 en Europa debido a las diferencias geográficas que existen en cada uno de ellos.

CUADRO COMPARATIVO CENTRALES ELÉCTRICAS				
Tipo de Central	USD por MW Instalado	Vida Útil (años)	Factor de Planta	Prioridad
Hidráulica	\$ 1.319.800,00	45	0,70	1
Térmica carbón	\$ 1.100.000,00	30	0,80	2
Térmica petróleo	\$ 900.000,00	35	0,28	2
Solar Térmica	\$ 3.000.000,00	25	0,60	4
Solar Fotovoltaica	\$ 6.924.000,00	25	0,26	5
Eólicas	\$ 2.600.000,00	20	0,29	3

En cuanto al cuadro comparativo de centrales eléctricas, el menor costo por MW instalado la tiene una central Térmica de Petróleo mientras que la de mayor costo es la FV. Si se habla de la vida útil de centrales eléctricas la hidráulica encabeza esta lista por su tiempo de utilización contrario a está la Eólica es la de menor vida útil. El FP varía dependiendo del tipo de planta eléctrica, donde la Térmica de Carbón tiene un valor de FP elevado de 0,8, pero esto no significa que es la de mayor despacho en el mundo por su alto costo venta de energía, entre las centrales de FP más bajo se tiene Eólicas, Térmicas de Petróleo y Solar FV en ese orden. De acuerdo a este análisis y las regulaciones vigentes por el CONELEC la prioridad de despacho de energía se tiene en el orden que se observa en el cuadro anterior dependiendo del costo de venta de su producción. En efecto las centrales hidráulicas tienen la prioridad de construcción en el Ecuador según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 por sus claras ventajas sobre las demás tecnologías de generación, por otra parte en este sentido la ayuda que recibe las céntralas no convencionales de parte del estado incentivan investigación para su desarrollo, además el costo de venta de electricidad es preferente, también en la centrales Termo Solares y FV es tres y cuatro mayores respectivamente que las Hidráulicas

## **REFERENCIAS**

- [1]. **PROYECTO TECH4CDM.** *“La Energía Eólica En Ecuador”*. Junio 2011. (Recuperado el 16/06/2011).  
<[http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos\\_La\\_Energia\\_Eolica\\_en\\_Ecuador\\_fa0ef98a.pdf](http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Energia_Eolica_en_Ecuador_fa0ef98a.pdf)>.
- [2]. **CENTRO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).** *“Plan Maestro de Electrificación 2009-2020”*. Quito, noviembre 2009. (Recuperado el 23/07/2011).  
<<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>>.
- [3]. **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUNYA.** *“Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red”*. (Recuperado el 13/08/2011).  
<<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7170/1/MEMORIA%20TECNICA.pdf>>.
- [4]. **IORDAN, Sonia Diana ESCOLA TECNICA SUPERIOR ENGINYERIA.** *“Análisis Comparativo de plantas Solares Fotovoltaicas Conectadas a la Red”*. Junio de 2008. (Recuperado el 15/11/2011).  
<<http://cde05.etse.urv.es/pub/pdf/1286pub.pdf>>.
- [5]. **SANZ MOYA, Roberto UNIVERSIDAD DE CARLOS III DE MADRID.** *“Diseño de una central Fotovoltaica de 100 kwp de Potencia Nominal”*. Marzo de 2010. (Recuperado el 15/11/2011).  
<<http://hdl.handle.net/10016/11054.pdf>>.
- [6]. **VELASCO, Gerardo ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO.** *“Generación Solar Fotovoltaica dentro del Esquema de Generación Distribuida para la Provincia De Imbabura”*. (Recuperado el 29/11/2011).  
<<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9350/1/P72.pdf>>.

- [7]. **CENTRO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).** “Atlas Solar”. Quito, noviembre 2009. p.48. (Recuperado el 09/12/2011).  
<<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>>.
- [8]. **MENCIA CRESPO, Diego UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.** “Diseño de una Central Solar Termoeléctrica de 50MW con 4 Horas de Almacenamiento con Tecnología de Canales Parabólicos”. Octubre de 2010. p82 - p102. (Recuperado el 18/12/2011).  
<<http://www.bibliodar.mppeu.gob.ve/?q=repo/Universidad%20Carlos%20III%20de%20Madrid%20-%20Espa%C3%B1a>>.
- [9]. **VILLICAÑA ORTIZ, Eunice UNIVERSIDAD DE OVIEDO.** “Huerta Fotovoltaica de 1.2MW, con Seguimiento Solar y Conexión a red n Sevilla.” Junio 2010. (Recuperado el 10/01/2012).  
<[http://www.conama9.org/conama9/download/files/CTs/356595\\_EVillica%F1a.pdf](http://www.conama9.org/conama9/download/files/CTs/356595_EVillica%F1a.pdf)>.
- [10]. **PERPIÑAN LAMIGUEIRO, Oscar** “Energía Solar Fotovoltaica”. Enero 2012. (Recuperado el 27/01/2012).  
<<http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf.pdf>>
- [11]. **CENTRO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC).** “Regulación 004/11”. Quito, Abril 2011. (Recuperado el 20/02/2012).  
<<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>>.
- [12]. **ANDUJAR SAGREDO, Roberto UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS.** “Estudio Técnico-Económico de una central Solar de alta temperatura en una central de ciclo combinado.” (Recuperado el 13/03/2012).  
<[http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/proyectos\\_y\\_tesis/PFC/Energias%20limpias%20y%20renovables/PFC%20Rodrigo%20And%C3%BAjar%20-%20JMontes.pdf](http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/proyectos_y_tesis/PFC/Energias%20limpias%20y%20renovables/PFC%20Rodrigo%20And%C3%BAjar%20-%20JMontes.pdf)>.

- [13]. **RAMOS BERUMEN, Carlos INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS.** *“Prospectiva de las Tecnologías a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica”*. (Recuperado el 25/03/2012).  
<[http://www.energia.gob.mx/webSener/res/168/A4\\_Termsol.pdf](http://www.energia.gob.mx/webSener/res/168/A4_Termsol.pdf)>.
- [14]. **ENERGIA SOLAR.** Mayo 2012. (Recuperado el 08/04/2012).  
<[http://web.ing.puc.cl/\\_power/alumno10/tecnologias/Paginas/ERNC's/Solar/costo-solar.html](http://web.ing.puc.cl/_power/alumno10/tecnologias/Paginas/ERNC's/Solar/costo-solar.html)>.
- [15]. **ROLDAN CHIRIBOGA, Pablo José UNIVERSIDAD POLITÉCNICA NACIONAL.** *“Evaluación de las Energías Renovables No Convencionales Factibles de Desarrollar en el Ecuador.”* Quito 2009 p.175. (Recuperado el 17/04/2012).  
<[bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1123/1/CD-2606.pdf](http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1123/1/CD-2606.pdf)>.
- [16]. **LA TERCERA** *“Precio de bonos de carbono baja 80% por crisis europea y sobreoferta de proyectos”*. Mayo 2012. (Recuperado el 30/04/2012).  
<<http://diario.latercera.com/2012/03/26/01/contenido/negocios/10-104705-9-precio-de-bonos-de-carbono-baja-80-por--crisis-europea-y-sobreoferta-de.shtml>>.
- [17]. **EL SECTOR ELECTRICO Y EL SECTOR PRIVADO.EL MERCADO DE BONOS DE CARBONO.** Mayo 2012. (Recuperado el 07/05/2012).  
<[http://cambio\\_climatico.ine.gob.mx/sectprivcc/mercadobonoscarbono.html](http://cambio_climatico.ine.gob.mx/sectprivcc/mercadobonoscarbono.html)>.
- [18]. **MUÑOZ ANTÓN, Javier DEPARTAMENTO DE ENERGÍA Y FLUIDO MECÁNICA.** *“Sistemas de Generación Eléctrica Mediante Calderas de Vapor Energizadas por radiación Solar Concentrada”*. 2008. (Recuperado el 07/05/2012).

[19]. **ÁLVAREZ ROMERO, Manuel** “Energía Solar Termoeléctrica”.  
(Recuperado el 16/08/2011).

[20]. **LEON, María De Cueto UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS.**  
“Análisis del Potencial de Penetración de Generación Solar y Eólica  
de Electricidad en el Sistema Eléctrico Español.” (Recuperado el  
13/04/2012).  
< [www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4868d8f78f43e.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4868d8f78f43e.pdf) >

[21]. **LEON VEGA, Wilson CELEC.** “Estudio Tecnológico, Viabilidad  
Energética y Económica para generación Eléctrica Sostenible a través  
de la Energía solar Con Aporte al Medio Ambiente.” (Recuperado el  
23/05/2012).  
< [www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4868d8f78f43e.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4868d8f78f43e.pdf)>

[22]. **NRG Systems,** “Empresa Norteamericana fabricante de equipos de  
medición eólica, solar, temperatura”. (Recuperado el 15/04/2012).  
< <http://www.nrgsystems.com/AllProducts/SensorsandTurbineControl.aspx> >

**ANEXOS**

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO A

### Irradiancia Mensual y Anual: Año 2009

RADIACIÓN SOLAR AÑO 2009 [W/m <sup>2</sup> ]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM HORA	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10	5	9	10	13	13	9	11	29	50	46	26	19	15,41
7	129	61	105	100	107	109	112	116	182	224	211	151	134	48,75
8	305	202	288	250	293	279	261	323	406	447	415	389	321	75,86
9	488	358	499	408	455	419	390	495	556	640	573	645	494	94,42
10	563	451	626	580	546	611	497	562	605	725	654	747	597	85,20
11	600	480	722	601	544	574	581	560	623	711	656	686	611	71,95
12	540	449	715	618	602	562	586	618	666	815	688	735	633	97,89
13	623	476	666	541	594	516	538	606	646	696	622	660	598	67,50
14	563	389	605	486	495	432	545	549	615	598	578	573	536	71,10
15	432	302	461	346	344	315	413	363	462	431	400	358	386	55,03
16	263	184	260	178	176	201	237	228	289	248	237	192	224	37,56
17	92	65	74	53	44	59	105	88	111	67	73	58	74	21,01
18	7	8	6	4	2	3	4	4	2	1	1	2	4	2,26
19	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PROMEDIO DIA-MES	330	245	360	298	301	292	306	323	371	404	368	373	331	45,19

**TABLA 46 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2009.**



# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO B

### Irradiancia Mensual y Anual: Año 2010

RADIACIÓN SOLAR AÑO 2010 [W/m <sup>2</sup> ]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM HORA	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10	6	9	15	16	9	9	13	24	38	44	22	18	12,13
7	129	88	109	129	133	97	117	116	159	172	204	135	132	32,51
8	305	287	294	319	319	267	308	296	331	359	412	350	321	38,74
9	488	486	494	506	487	422	476	498	480	527	583	570	502	42,86
10	563	596	639	612	637	470	637	593	590	614	684	696	611	58,63
11	600	633	697	688	694	550	691	577	644	627	667	643	642	48,35
12	540	584	708	683	677	578	687	564	641	685	742	723	651	67,80
13	623	607	628	604	617	557	616	567	606	626	671	663	615	32,59
14	563	539	536	503	560	441	497	488	499	550	552	557	524	37,82
15	432	437	421	385	337	333	401	353	376	369	392	341	382	36,45
16	263	269	263	233	187	193	245	225	207	206	215	166	223	33,10
17	92	91	89	72	55	62	87	92	74	58	58	49	73	16,48
18	7	9	6	3	1	2	3	4	2	1	1	2	3	2,53
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
PROMEDIO DIA-MES	330	331	349	339	337	284	341	313	331	345	373	351	335	21,70

TABLA 47 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2010.

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO C

### Irradiancia Mensual y Anual: Año 2011

RADIACIÓN SOLAR AÑO 2011 [W/m <sup>2</sup> ]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM HORA	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10	6	9	10	16	11	6	11	25	43	41	19	17	12,81
7	129	88	109	89	128	114	93	141	157	195	197	118	130	37,06
8	305	287	294	221	318	313	267	297	346	393	410	311	313	51,11
9	488	486	494	353	486	488	405	467	528	610	594	495	491	69,57
10	563	596	639	458	574	540	501	564	603	732	714	645	594	79,93
11	600	633	697	507	642	612	530	606	620	728	679	600	621	62,99
12	540	584	708	518	618	652	552	654	590	760	795	711	640	89,16
13	623	607	628	457	589	603	484	647	572	722	719	667	610	80,19
14	563	539	536	397	505	477	403	580	500	628	525	540	516	66,89
15	432	437	421	296	348	342	364	402	361	429	383	324	378	46,51
16	263	269	263	165	208	188	193	240	253	226	192	140	217	42,36
17	92	91	89	49	58	53	74	110	90	61	43	41	71	23,03
18	7	9	6	3	1	2	3	5	2	1	1	2	3	2,56
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,12
PROMEDIO DIA-MES	330	331	349	252	321	314	277	337	332	395	378	329	329	38,46

TABLA 48 RADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES PROMEDIO TOTALES AÑO 2011.

# ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO D

### MODELAMIENTO DEL PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR POR DÍA

PERFIL ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR POR DIA [W/m <sup>2</sup> ]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM HORA	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	10	5	9	11	15	11	8	12	26	44	44	22	18	13,36
7	129	79	108	106	123	107	107	125	166	197	204	135	132	38,14
8	305	259	292	263	310	286	278	305	361	399	412	350	318	50,93
9	488	443	496	423	476	443	424	487	521	592	583	570	496	60,19
10	563	547	635	550	585	540	545	573	599	690	684	696	601	60,12
11	600	582	705	599	627	578	601	581	629	689	667	643	625	43,14
12	540	539	710	606	632	597	608	612	633	754	742	723	641	73,88
13	623	563	641	534	600	559	546	607	608	681	671	663	608	49,95
14	563	489	559	462	520	450	482	539	538	592	552	557	525	44,67
15	432	392	434	342	343	330	392	373	400	410	392	341	382	35,91
16	263	241	262	192	190	194	225	231	249	227	215	166	221	30,77
17	92	82	84	58	52	58	89	97	92	62	58	49	73	17,94
18	7	8	6	3	1	2	3	4	2	1	1	2	4	2,43
19	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,21
PROMEDIO DIA-MES	330	302	353	296	320	297	308	325	345	381	373	351	332	29,04

TABLA 49 PERFIL DE RADIACIÓN SOLAR ANUAL [W/M2].

**ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR**

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

**ANEXO E**

**RESULTADOS DE IRRADIACIÓN/ENERGÍA SOLAR MENSUAL Y ANUAL**

**Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2009**

IRRADIACIÓN SOLAR AÑO 2009 [KW*h/m <sup>2</sup> ]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM MES	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
6	0,3	0,1	0,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,9	1,6	1,4	0,8	0,6	0,471
7	4,0	1,7	3,2	3,0	3,3	3,3	3,5	3,6	5,5	6,9	6,3	4,7	4,1	1,503
8	9,4	5,7	8,9	7,5	9,1	8,4	8,1	10,0	12,2	13,8	12,4	12,1	9,8	2,396
9	15,1	10,0	15,5	12,2	14,1	12,6	12,1	15,4	16,7	19,8	17,2	20,0	15,1	3,073
10	17,5	12,6	19,4	17,4	16,9	18,3	15,4	17,4	18,1	22,5	19,6	23,2	18,2	2,839
11	18,6	13,4	22,4	18,0	16,9	17,2	18,0	17,3	18,7	22,1	19,7	21,3	18,6	2,492
12	16,8	12,6	22,2	18,5	18,7	16,8	18,2	19,2	20,0	25,3	20,6	22,8	19,3	3,277
13	19,3	13,3	20,6	16,2	18,4	15,5	16,7	18,8	19,4	21,6	18,7	20,5	18,2	2,393
14	17,4	10,9	18,8	14,6	15,4	13,0	16,9	17,0	18,4	18,5	17,3	17,8	16,3	2,438
15	13,4	8,4	14,3	10,4	10,7	9,4	12,8	11,3	13,9	13,4	12,0	11,1	11,8	1,842
16	8,2	5,1	8,1	5,3	5,4	6,0	7,3	7,1	8,7	7,7	7,1	6,0	6,8	1,210
17	2,9	1,8	2,3	1,6	1,4	1,8	3,3	2,7	3,3	2,1	2,2	1,8	2,3	0,653
18	0,2	0,2	0,2	0,1	0,06	0,1	0,1	0,1	0,1	0,03	0,04	0,1	0,1	0,067
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,017
TOTAL MES	143,1	96,0	156,2	125,2	130,7	122,7	132,6	140,2	155,8	175,2	154,6	162,0	141,2	21,385
												<b>TOTAL AÑO</b>	<b>1694,3</b>	
													PROM DIA	DESV ESTA
TOTAL DIA	4,6	3,4	5,0	4,2	4,2	4,1	4,3	4,5	5,2	5,7	5,2	5,2	4,6	0,633

**TABLA 50 IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2009.**

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## Irradiación Solar Mensual y Anual Año 2010

<b>IRRADIACIÓN SOLAR AÑO 2010 [KW*h/m<sup>2</sup>]</b>														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM MES	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
6	0,3	0,2	0,3	0,4	0,5	0,3	0,3	0,4	0,7	1,2	1,3	0,7	0,5	0,369
7	4,0	2,5	3,4	3,9	4,1	2,9	3,6	3,6	4,8	5,3	6,1	4,2	4,0	1,004
8	9,4	8,0	9,1	9,6	9,9	8,0	9,5	9,2	9,9	11,1	12,4	10,9	9,8	1,236
9	15,1	13,6	15,3	15,2	15,1	12,7	14,7	15,5	14,4	16,3	17,5	17,7	15,3	1,433
10	17,5	16,7	19,8	18,4	19,7	14,1	19,8	18,4	17,7	19,0	20,5	21,6	18,6	1,976
11	18,6	17,7	21,6	20,6	21,5	16,5	21,4	17,9	19,3	19,4	20,0	19,9	19,5	1,639
12	16,8	16,3	21,9	20,5	21,0	17,3	21,3	17,5	19,2	21,2	22,3	22,4	19,8	2,269
13	19,3	17,0	19,5	18,1	19,1	16,7	19,1	17,6	18,2	19,4	20,1	20,6	18,7	1,205
14	17,4	15,1	16,6	15,1	17,4	13,2	15,4	15,1	15,0	17,0	16,6	17,3	15,9	1,309
15	13,4	12,2	13,0	11,5	10,5	10,0	12,4	11,0	11,3	11,5	11,7	10,6	11,6	1,040
16	8,2	7,5	8,2	7,0	5,8	5,8	7,6	7,0	6,2	6,4	6,4	5,2	6,8	0,971
17	2,9	2,6	2,8	2,2	1,7	1,9	2,7	2,9	2,2	1,8	1,7	1,5	2,2	0,499
18	0,2	0,2	0,2	0,1	0,03	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,074
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000
TOTAL MES	143,1	129,7	151,7	142,5	146,3	119,4	148,0	136,0	139,0	149,8	156,7	152,5	142,9	10,587
												<b>TOTAL AÑO</b>	<b>1714,7</b>	
													PROM DIA	DESV ESTA
TOTAL DIA	4,6	4,6	4,9	4,8	4,7	4,0	4,8	4,4	4,6	4,8	5,2	4,9	4,7	0,304

**TABLA 51 IRRADIACIÓN SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2010.**

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### Radiación/Energía Solar Mensual y Anual Año 2011

IRRADIACIÓN SOLAR AÑO 2011 [KW*h/m2]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM MES	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0
6	0,3	0,2	0,3	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,8	1,3	1,2	0,6	0,5	0,39
7	4,0	2,5	3,4	2,7	4,0	3,4	2,9	4,4	4,7	6,0	5,9	3,7	4,0	1,15
8	9,4	8,0	9,1	6,6	9,9	9,4	8,3	9,2	10,4	12,2	12,3	9,6	9,5	1,59
9	15,1	13,6	15,3	10,6	15,1	14,6	12,5	14,5	15,8	18,9	17,8	15,3	14,9	2,17
10	17,5	16,7	19,8	13,7	17,8	16,2	15,5	17,5	18,1	22,7	21,4	20,0	18,1	2,53
11	18,6	17,7	21,6	15,2	19,9	18,4	16,4	18,8	18,6	22,6	20,4	18,6	18,9	2,04
12	16,8	16,3	21,9	15,5	19,2	19,6	17,1	20,3	17,7	23,6	23,9	22,0	19,5	2,88
13	19,3	17,0	19,5	13,7	18,3	18,1	15,0	20,0	17,1	22,4	21,6	20,7	18,6	2,57
14	17,4	15,1	16,6	11,9	15,7	14,3	12,5	18,0	15,0	19,5	15,8	16,8	15,7	2,17
15	13,4	12,2	13,0	8,9	10,8	10,3	11,3	12,5	10,8	13,3	11,5	10,0	11,5	1,42
16	8,2	7,5	8,2	4,9	6,4	5,6	6,0	7,5	7,6	7,0	5,8	4,3	6,6	1,26
17	2,9	2,6	2,8	1,5	1,8	1,6	2,3	3,4	2,7	1,9	1,3	1,3	2,2	0,70
18	0,2	0,2	0,2	0,08	0,04	0,05	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,08
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00
TOTAL MES	143,1	129,7	151,7	105,7	139,2	131,9	120,1	146,5	139,4	171,4	158,8	143,0	140,0	17,28
												<b>TOTAL AÑO</b>	<b>1680,3</b>	
													PROM DIA	DESV ESTA
TOTAL DIA	4,6	4,6	4,9	3,5	4,5	4,4	3,9	4,7	4,6	5,5	5,3	4,6	4,6	0,54

TABLA 52 ENERGÍA SOLAR MENSUAL Y ANUAL VALORES TOTALES AÑO 2011

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO F

### MODELAMIENTO DEL PERFIL DE RADIACIÓN/ENERGÍA SOLAR ANUAL

PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR [KW*h/m2]														
HORA SOLAR / MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	PROM MES	DESV ESTA
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0,3	0,1	0,3	0,3	0,5	0,3	0,2	0,4	0,8	1,4	1,3	0,7	0,6	0,408
7	4,0	2,2	3,3	3,2	3,8	3,2	3,3	3,9	5,0	6,1	6,1	4,2	4,0	1,181
8	9,4	7,2	9,1	7,9	9,6	8,6	8,6	9,5	10,8	12,4	12,4	10,9	9,7	1,627
9	15,1	12,4	15,4	12,7	14,8	13,3	13,1	15,1	15,6	18,4	17,5	17,7	15,1	1,996
10	17,5	15,3	19,7	16,5	18,1	16,2	16,9	17,8	18,0	21,4	20,5	21,6	18,3	2,060
11	18,6	16,3	21,9	18,0	19,4	17,4	18,6	18,0	18,9	21,4	20,0	19,9	19,0	1,601
12	16,8	15,1	22,0	18,2	19,6	17,9	18,9	19,0	19,0	23,4	22,3	22,4	19,5	2,513
13	19,3	15,8	19,9	16,0	18,6	16,8	16,9	18,8	18,2	21,1	20,1	20,6	18,5	1,796
14	17,4	13,7	17,3	13,9	16,1	13,5	14,9	16,7	16,1	18,4	16,6	17,3	16,0	1,628
15	13,4	11,0	13,5	10,3	10,6	9,9	12,2	11,6	12,0	12,7	11,7	10,6	11,6	1,184
16	8,2	6,7	8,1	5,8	5,9	5,8	7,0	7,2	7,5	7,0	6,4	5,2	6,7	0,951
17	2,9	2,3	2,6	1,7	1,6	1,7	2,7	3,0	2,8	1,9	1,7	1,5	2,2	0,553
18	0,2	0,2	0,2	0,1	0,04	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,072
19	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,006
TOTAL MES	143,1	118,5	153,2	124,5	138,7	124,7	133,6	140,9	144,7	165,5	156,7	152,5	141,4	14,302
												<b>TOTAL AÑO</b>	<b>1696,4</b>	
												PROM DIA	4,6	DESV ESTA
TOTAL DIA	4,6	4,2	4,9	4,1	4,5	4,2	4,3	4,5	4,8	5,3	5,2	4,9	4,6	0,407

TABLA 53 PERFIL ANUAL DE IRRADIACIÓN SOLAR

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### ANEXO G

#### PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA FIJO

A continuación se mostrara un Cuadro de energía producida en cada mes durante un año.

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO											
MES		DNI	Área Apertura de grupo	Q_sol	Eficiencia Campo Solar	Q_termico	Eficiencia Termodinámica	Q_producida	Eficiencia Transfo	Energía Producida	P_mes
		(kW*h/m <sup>2</sup> /mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h- mes)	7%	(MW*h)	76%	(MW*h/mes)	2%	(MW*h/mes)	MW
ENERO	31	135,67	62.506,20	8.480,04	0,93	7.886,44	0,24	1.892,74	0,98	1.845,43	10,00
FEBRERO	28	113,55	62.506,20	7.097,48	0,93	6.600,66	0,24	1.584,16	0,98	1.544,55	10,00
MARZO	31	146,75	62.506,20	9.173,00	0,93	8.530,89	0,24	2.047,41	0,98	1.996,23	10,00
ABRIL	30	119,10	62.506,20	7.444,61	0,93	6.923,49	0,24	1.661,64	0,98	1.620,10	10,00
MAYO	31	132,80	62.506,20	8.301,08	0,93	7.720,00	0,24	1.852,80	0,98	1.806,48	10,00
JUNIO	30	119,35	62.506,20	7.460,15	0,93	6.937,94	0,24	1.665,11	0,98	1.623,48	10,00
JULIO	31	127,14	62.506,20	7.947,06	0,93	7.390,76	0,24	1.773,78	0,98	1.729,44	10,00
AGOSTO	31	133,55	62.506,20	8.347,84	0,93	7.763,50	0,24	1.863,24	0,98	1.816,66	10,00
SEPTIEMBRE	30	136,13	62.506,20	8.508,70	0,93	7.913,09	0,24	1.899,14	0,98	1.851,66	10,00
OCTUBRE	31	156,06	62.506,20	9.754,86	0,93	9.072,02	0,24	2.177,29	0,98	2.122,85	10,00
NOVIEMBRE	30	147,51	62.506,20	9.220,09	0,93	8.574,68	0,24	2.057,92	0,98	2.006,48	10,00
DICIEMBRE	31	145,99	62.506,20	9.125,20	0,93	8.486,44	0,24	2.036,74	0,98	1.985,83	10,00
AÑO	365	1.613,60	62.506,20	100.860,10	0,93	93.799,90	0,24	22.511,97	0,98	21.949,18	10,00

TABLA 54 ENERGÍA PRODUCIDA EN UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA AL AÑO.



## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### ANEXO H

#### PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SISTEMA SEGUIDOR DE DOS EJES.

PRODUCCION ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES											
MES	DIAS	DNI	Área Apertura del grupo	Q_sol	Eficiencia del Campo solar	Q_termico	Eficiencia turb. Térmica	Q_producida	Eficiencia del transf.	Energía Producida	P_mes
		(kW*h/m <sup>2</sup> -mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h- mes)	25%	(MW*h)	66%	(MW*h/mes)	2%	(MW*h/mes)	MW
ENERO	31	135,67	62.506,20	8.480,04	1,18	10.006,45	0,24	2.401,55	0,98	2.353,52	10,00
FEBRERO	28	113,55	62.506,20	7.097,48	1,18	8.375,03	0,24	2.010,01	0,98	1.969,81	10,00
MARZO	31	146,75	62.506,20	9.173,00	1,18	10.824,14	0,24	2.597,79	0,98	2.545,84	10,00
ABRIL	30	119,10	62.506,20	7.444,61	1,18	8.784,64	0,24	2.108,31	0,98	2.066,15	10,00
MAYO	31	132,80	62.506,20	8.301,08	1,18	9.795,27	0,24	2.350,87	0,98	2.303,85	10,00
JUNIO	30	119,35	62.506,20	7.460,15	1,18	8.802,98	0,24	2.112,71	0,98	2.070,46	10,00
JULIO	31	127,14	62.506,20	7.947,06	1,18	9.377,53	0,24	2.250,61	0,98	2.205,59	10,00
AGOSTO	31	133,55	62.506,20	8.347,84	1,18	9.850,46	0,24	2.364,11	0,98	2.316,83	10,00
SEPTIEMBRE	30	136,13	62.506,20	8.508,70	1,18	10.040,26	0,24	2.409,66	0,98	2.361,47	10,00
OCTUBRE	31	156,06	62.506,20	9.754,86	1,18	11.510,74	0,24	2.762,58	0,98	2.707,33	10,00
NOVIEMBRE	30	147,51	62.506,20	9.220,09	1,18	10.879,71	0,24	2.611,13	0,98	2.558,91	10,00
DICIEMBRE	31	145,99	62.506,20	9.125,20	1,18	10.767,73	0,24	2.584,26	0,98	2.532,57	10,00
AÑO	365	1.613,60	62.506,20	100.860,10	1,18	119.014,92	0,24	28.563,58	0,98	27.992,31	10,00

TABLA 55 ENERGÍA PRODUCIDA EN UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA AL AÑO CON SEGUIDOR SOLAR.

# ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

## ANEXO I

### Producción Anual Esperada

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO									
MES	DIAS	Gdm(0)	Gdm(0)	Pmp	PR	P12	REND TOTAL	EP	EP
		KW*h/m2/día	KW*h/m2/mes	KWp	[%]	[%]	29,29 [%]	KW*h/día	MW*h/mes
ENERO	31	4,62	143,07	10.000,00	74,83	2,50	72,33	33.382,45	1.034,86
FEBRERO	28	4,23	118,46	10.000,00	75,70	2,50	73,20	30.968,99	867,13
MARZO	31	4,94	153,18	10.000,00	74,09	2,50	71,59	35.374,19	1.096,60
ABRIL	30	4,15	124,47	10.000,00	75,89	2,50	73,39	30.448,85	913,47
MAYO	31	4,48	138,75	10.000,00	75,15	2,50	72,65	32.514,97	1.007,96
JUNIO	30	4,16	124,68	10.000,00	75,87	2,50	73,37	30.494,19	914,83
JULIO	31	4,31	133,57	10.000,00	75,53	2,50	73,03	31.464,82	975,41
AGOSTO	31	4,55	140,90	10.000,00	74,99	2,50	72,49	32.948,20	1.021,39
SEPTIEMBRE	30	4,82	144,70	10.000,00	74,36	2,50	71,86	34.660,32	1.039,81
OCTUBRE	31	5,34	165,49	10.000,00	73,19	2,50	70,69	37.736,44	1.169,83
NOVIEMBRE	30	5,22	156,70	10.000,00	73,45	2,50	70,95	37.060,47	1.111,81
DICIEMBRE	31	4,92	152,46	10.000,00	74,14	2,50	71,64	35.234,22	1.092,26
AÑO	365	4,64	1.696,44	10.000,00	74,77	30,00	72,27		12.245,36

TABLA 56 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO.

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### ANEXO J

#### Producción Anual Esperada

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DOS EJES										
MES	DIAS	Gdm(0)	Gdm(0)	Pmp	IR	PR	P12	REND TOTAL	EP	EP
		KW*h/m2/día	KW*h/m2/mes	KWp	35 [%]	[%]	[%]	2,5 [%]	KW*h/día	MW*h/mes
ENERO	31	4,62	143,07	10.000,00	1,35	0,25	0,03	1,07	49.535,96	1.535,61
FEBRERO	28	4,23	118,46	10.000,00	1,35	0,24	0,03	1,08	45.775,98	1.281,73
MARZO	31	4,94	153,18	10.000,00	1,35	0,26	0,03	1,07	52.668,24	1.632,72
ABRIL	30	4,15	124,47	10.000,00	1,35	0,24	0,03	1,08	44.970,47	1.349,11
MAYO	31	4,48	138,75	10.000,00	1,35	0,25	0,03	1,08	48.180,16	1.493,59
JUNIO	30	4,16	124,68	10.000,00	1,35	0,24	0,03	1,08	45.040,61	1.351,22
JULIO	31	4,31	133,57	10.000,00	1,35	0,24	0,03	1,08	46.545,42	1.442,91
AGOSTO	31	4,55	140,90	10.000,00	1,35	0,25	0,03	1,07	48.856,64	1.514,56
SEPTIEMBRE	30	4,82	144,70	10.000,00	1,35	0,26	0,03	1,07	51.542,40	1.546,27
OCTUBRE	31	5,34	165,49	10.000,00	1,35	0,27	0,03	1,06	56.420,50	1.749,04
NOVIEMBRE	30	5,22	156,70	10.000,00	1,35	0,27	0,03	1,06	55.342,45	1.660,27
DICIEMBRE	31	4,92	152,46	10.000,00	1,35	0,26	0,03	1,07	52.447,20	1.625,86
AÑO	365	4,64	1.696,44	10.000,00	1,35		0,30	1,07		18.182,88

TABLA 57 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO FIJO.

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### ANEXO K

**Ingresos Totales de la Central Solar Fotovoltaico:**

**a. Sistema Solar Fotovoltaico Fijo**

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO								
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	Ingresos	CO2 evitado	Bonos CO2	Ingresos Total
	KW*h/m2/mes	KWp	29,29 [%]	MW*h/mes	USD/mes	[Ton]	USD/mes	USD/mes
ENERO	143,07	10.000,00	72,33	1.034,86	\$ 414.252,81	915,64	\$ 4.607,87	\$ 418.860,68
FEBRERO	118,46	10.000,00	73,20	867,13	\$ 347.112,80	767,24	\$ 3.861,05	\$ 350.973,85
MARZO	153,18	10.000,00	71,59	1.096,60	\$ 438.968,88	970,27	\$ 4.882,79	\$ 443.851,68
ABRIL	124,47	10.000,00	73,39	913,47	\$ 365.660,27	808,23	\$ 4.067,36	\$ 369.727,63
MAYO	138,75	10.000,00	72,65	1.007,96	\$ 403.487,97	891,85	\$ 4.488,13	\$ 407.976,09
JUNIO	124,68	10.000,00	73,37	914,83	\$ 366.204,71	809,44	\$ 4.073,41	\$ 370.278,12
JULIO	133,57	10.000,00	73,03	975,41	\$ 390.456,43	863,04	\$ 4.343,17	\$ 394.799,60
AGOSTO	140,90	10.000,00	72,49	1.021,39	\$ 408.864,07	903,73	\$ 4.547,93	\$ 413.412,00
SEPTIEMBRE	144,70	10.000,00	71,86	1.039,81	\$ 416.235,75	920,02	\$ 4.629,93	\$ 420.865,67
OCTUBRE	165,49	10.000,00	70,69	1.169,83	\$ 468.282,83	1.035,07	\$ 5.208,86	\$ 473.491,70
NOVIEMBRE	156,70	10.000,00	70,95	1.111,81	\$ 445.059,20	983,73	\$ 4.950,54	\$ 450.009,74
DICIEMBRE	152,46	10.000,00	71,64	1.092,26	\$ 437.231,96	966,43	\$ 4.863,47	\$ 442.095,43
<b>AÑO</b>	<b>1.696,44</b>	<b>10.000,00</b>	<b>72,27</b>	<b>12.245,36</b>	<b>4.901.817,67</b>	<b>10.834,69</b>	<b>\$ 54.524,52</b>	<b>\$ 4.956.342,18</b>

TABLA 58 INGRESOS ANUALES SISTEMA FIJO

## ANALISIS TECNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### b. Sistema Solar Fotovoltaico dos Ejes

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA DOS EJES								
MES	Gdm(0)	Pmp	REND TOTAL	EP	Ingresos	CO2 evitado	Bonos CO2	Ingresos Total
	KW*h/m2/mes	KWp	2,5 [%]	MW*h/mes	USD/mes	[Ton]	USD/mes	USD/mes
ENERO	143,07	10.000,00	1,07	1.535,61	\$ 614.706,59	1.358,71	\$ 6.837,58	\$ 621.544,17
FEBRERO	118,46	10.000,00	1,08	1.281,73	\$ 513.075,52	1.134,07	\$ 5.707,11	\$ 518.782,63
MARZO	153,18	10.000,00	1,07	1.632,72	\$ 653.575,94	1.444,63	\$ 7.269,94	\$ 660.845,88
ABRIL	124,47	10.000,00	1,08	1.349,11	\$ 540.050,32	1.193,70	\$ 6.007,16	\$ 546.057,48
MAYO	138,75	10.000,00	1,08	1.493,59	\$ 597.882,10	1.321,52	\$ 6.650,44	\$ 604.532,53
JUNIO	124,68	10.000,00	1,08	1.351,22	\$ 540.892,68	1.195,56	\$ 6.016,53	\$ 546.909,21
JULIO	133,57	10.000,00	1,08	1.442,91	\$ 577.596,09	1.276,69	\$ 6.424,79	\$ 584.020,88
AGOSTO	140,90	10.000,00	1,07	1.514,56	\$ 606.276,76	1.340,08	\$ 6.743,81	\$ 613.020,57
SEPTIEMBRE	144,70	10.000,00	1,07	1.546,27	\$ 618.972,66	1.368,14	\$ 6.885,03	\$ 625.857,70
OCTUBRE	165,49	10.000,00	1,06	1.749,04	\$ 700.138,94	1.547,55	\$ 7.787,87	\$ 707.926,81
NOVIEMBRE	156,70	10.000,00	1,06	1.660,27	\$ 664.607,42	1.469,01	\$ 7.392,65	\$ 672.000,07
DICIEMBRE	152,46	10.000,00	1,07	1.625,86	\$ 650.833,09	1.438,56	\$ 7.239,43	\$ 658.072,52
<b>AÑO</b>	1.696,44	10.000,00	1,07	18.182,88	7.278.608,11	16.088,21	\$ 80.962,33	\$ 7.359.570,44

**TABLA 59 INGRESOS ANUALES SISTEMA DOS EJES**

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### ANEXO L

#### Ingresos Totales de la Central Solar Térmica

##### a. Sistema Solar Térmica Fijo

PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO								
MES		DNI	Área Apertura de grupo	Energía Producida	Ingresos	CO2 evitado	Bonos CO2	Ingresos Total
		(kW*h/m <sup>2</sup> /mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h/mes)	(USD/KW*h)	[Ton]	USD/mes	USD/mes
ENERO	31	135,67	62.506,20	1.845,43	\$ 572.082,16	1.632,83	\$ 8.217,07	\$ 580.299,23
FEBRERO	28	113,55	62.506,20	1.544,55	\$ 478.811,64	1.366,62	\$ 6.877,38	\$ 485.689,03
MARZO	31	146,75	62.506,20	1.996,23	\$ 618.830,49	1.766,26	\$ 8.888,54	\$ 627.719,03
ABRIL	30	119,10	62.506,20	1.620,10	\$ 502.229,66	1.433,46	\$ 7.213,75	\$ 509.443,40
MAYO	31	132,80	62.506,20	1.806,48	\$ 560.008,95	1.598,37	\$ 8.043,66	\$ 568.052,61
JUNIO	30	119,35	62.506,20	1.623,48	\$ 503.278,02	1.436,45	\$ 7.228,81	\$ 510.506,82
JULIO	31	127,14	62.506,20	1.729,44	\$ 536.125,93	1.530,21	\$ 7.700,61	\$ 543.826,54
AGOSTO	31	133,55	62.506,20	1.816,66	\$ 563.163,94	1.607,38	\$ 8.088,97	\$ 571.252,91
SEPTIEMBRE	30	136,13	62.506,20	1.851,66	\$ 574.015,46	1.638,35	\$ 8.244,84	\$ 582.260,30
OCTUBRE	31	156,06	62.506,20	2.122,85	\$ 658.084,59	1.878,30	\$ 9.452,36	\$ 667.536,95
NOVIEMBRE	30	147,51	62.506,20	2.006,48	\$ 622.007,58	1.775,33	\$ 8.934,17	\$ 630.941,75
DICIEMBRE	31	145,99	62.506,20	1.985,83	\$ 615.606,00	1.757,06	\$ 8.842,22	\$ 624.448,22
<b>AÑO</b>	<b>365</b>	<b>1.613,60</b>	<b>62.506,20</b>	<b>21.949,18</b>	<b>\$ 6.804.244,41</b>	<b>19.420,63</b>	<b>\$ 97.732,38</b>	<b>\$ 6.901.976,79</b>

TABLA 60 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA FIJO

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UNA CENTRAL SOLAR

UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA

### b. Sistema Solar Térmica dos Ejes

PRODUCCION ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES								
MES	DIAS	DNI	Área Apertura del grupo	Energía Producida	Ingresos	CO2 evitado	Bonos CO2	Ingresos Total
		(kW*h/m <sup>2</sup> -mes)	m <sup>2</sup>	(MW*h/mes)	(USD/KW*h)	[Ton]	USD/mes	USD/mes
ENERO	31	135,67	62.506,20	2.353,52	\$ 729.590,09	2.082,39	\$ 10.479,43	\$ 740.069,51
FEBRERO	28	113,55	62.506,20	1.969,81	\$ 610.639,96	1.742,88	\$ 8.770,89	\$ 619.410,85
MARZO	31	146,75	62.506,20	2.545,84	\$ 789.209,35	2.252,56	\$ 11.335,76	\$ 800.545,11
ABRIL	30	119,10	62.506,20	2.066,15	\$ 640.505,51	1.828,13	\$ 9.199,86	\$ 649.705,38
MAYO	31	132,80	62.506,20	2.303,85	\$ 714.192,84	2.038,44	\$ 10.258,27	\$ 724.451,10
JUNIO	30	119,35	62.506,20	2.070,46	\$ 641.842,51	1.831,94	\$ 9.219,07	\$ 651.061,58
JULIO	31	127,14	62.506,20	2.205,59	\$ 683.734,24	1.951,51	\$ 9.820,78	\$ 693.555,02
AGOSTO	31	133,55	62.506,20	2.316,83	\$ 718.216,46	2.049,93	\$ 10.316,06	\$ 728.532,52
SEPTIEMBRE	30	136,13	62.506,20	2.361,47	\$ 732.055,67	2.089,43	\$ 10.514,84	\$ 742.570,51
OCTUBRE	31	156,06	62.506,20	2.707,33	\$ 839.271,04	2.395,44	\$ 12.054,82	\$ 851.325,87
NOVIEMBRE	30	147,51	62.506,20	2.558,91	\$ 793.261,17	2.264,12	\$ 11.393,96	\$ 804.655,13
DICIEMBRE	31	145,99	62.506,20	2.532,57	\$ 785.097,08	2.240,82	\$ 11.276,70	\$ 796.373,77
<b>AÑO</b>	<b>365</b>	<b>1.613,60</b>	<b>62.506,20</b>	<b>27.992,31</b>	<b>\$ 8.677.615,91</b>	<b>24.767,60</b>	<b>\$ 124.640,45</b>	<b>\$ 8.802.256,36</b>

TABLA 61 PRODUCCIÓN ANUAL SISTEMA SEGUIDOR DOS EJES