

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN CONCENTRADOR SOLAR DE
RADIACIÓN UV CILINDRO-PARABÓLICO PARA EL ESTUDIO DE LA
DESCONTAMINACIÓN DE AGUAS RESIDUALES DE LA EXTRACCIÓN DE
PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ESTE
PROCESO

JOHNATAN BLANQUICETH PEREIRA
SERGIO ANDRÉS VARGAS SANDOVAL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2013

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN CONCENTRADOR SOLAR DE
RADIACIÓN UV CILINDRO-PARABÓLICO PARA EL ESTUDIO DE LA
DESCONTAMINACIÓN DE AGUAS RESIDUALES DE LA EXTRACCIÓN DE
PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DE ESTE
PROCESO

JOHNATAN BLANQUICETH PEREIRA
SERGIO ANDRÉS VARGAS SANDOVAL

Trabajo para optar por el título de
Ingeniero Mecánico

Director
OMAR ARMANDO GÉLVEZ AROCHA
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERA MECÁNICA
BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

A Dios,

A mi madre Mónica Pereira,

A mi familia,

A María Fernanda Santoyo, por su amor y apoyo incondicional.

Johnatan Blanquiceth Pereira

DEDICATORIA

A Dios por llenarme de bendiciones cada día.

A mis padres por su esfuerzo y apoyo a pesar de todas las dificultades.

A Carolina mi motivación para seguir adelante.

Y a todos los otros integrantes de mi familia

Sergio Andrés Vargas Sandoval

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Julio Pedraza, la Dra. Martha Niño y a la Ing. María Inés Jaramillo por la confianza y el apoyo brindado.

Al ingeniero Omar Armando Gélvez Arocha por la colaboración y atención prestada en la realización de este proyecto de grado.

A Henry Cruz y Gonzalo Calderón por su ayuda y conocimiento aportado.

A todos las personas que hicieron posible el desarrollo de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	22
1 RADIACIÓN SOLAR.....	24
1.1 EL SOL.....	24
1.2 LA CONSTANTE SOLAR	25
1.3 MOVIMIENTO DEL SOL.....	26
1.4 DIRECCIÓN DE LA RADIACIÓN DIRECTA	27
1.4 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	31
1.5 COMPONENTE DIRECTA Y DIFUSA DE LA RADIACIÓN	34
2 SISTEMAS PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR	36
2.1 GENERALIDADES	36
2.1.1 Factor de concentración.	37
2.1.2 Configuraciones para colectores solares con concentración.....	39
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COLECTORES SOLARES.....	41
2.2.1 Sistemas sin concentración	43
2.2.2 Sistemas de media concentración	45
2.2.3 Sistemas de alta concentración	47
2.3. COMPARACIÓN ENTRE LOS DISTINTOS SISTEMAS COLECTORES.....	48
3 DISEÑO CONCEPTUAL DE UN CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR.....	50
3.1 PROCESOS FOTOCATALÍTICOS	50
3.1.1 Procesos basados en el uso de luz ultravioleta	51
3.1.2 Fotocatálisis basada en uso de luz solar	52

3.1.3 Proceso foto-electroquímico para producción de hidrogeno	57
3.2 GEOMETRÍA Y EFICIENCIA ÓPTICA DE UN CONCENTRADOR CILINDRO-PARABÓLICO	68
3.2.1 Parámetros geométricos de un concentrador cilindro parabólico	68
3.2.2 Propiedades ópticas de los materiales.....	71
3.2.3 Seguimiento solar	73
3.2.4 Pérdidas en el área efectiva de captación	78
3.2.5 Eficiencia óptica del concentrador	81
3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA CCP PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	82
3.3.1 Reactor Fotoquímico	83
3.3.2 Sistema De Concentración	86
3.3.3 Sistemas Auxiliares	90
4 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO EXPERIMENTAL DE CONCENTRADOR PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR	96
4.1 DISEÑO DEL FOTORREACTOR	96
4.1.1 Dimensionamiento Del Fotorreactor.....	97
4.1.2 Evaluación Del Material Para El Tubo Absorbedor	98
4.1.3 Diseño De Los Cabezales	106
4.2 CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA.....	111
4.3 SELECCIÓN Y DISEÑO DE LA CUBIERTA REFLECTORA	117
4.3.1 Diseño Del Soporte De La Cubierta Reflectora.....	117
4.3.2 Evaluación Del Material Para La Cubierta Reflectora.	121
4.3.3 Material de la cubierta reflectora seleccionado	124
4.4 SEGUIMIENTO SOLAR.....	128

4.4.1 Desarrollo De Un Código De Programación Que Permita Establecer El Tipo De Seguimiento Solar Más Adecuado Para El Concentrador.	128
4.4.2 Generación Del Movimiento Del Concentrador.	139
4.4.3 Sistema De Control De Seguimiento Solar	141
4.5 CONSTRUCCIÓN DEL CONCENTRADOR	153
4.5.1 Subsistema Para La Cubierta Reflectora.	153
4.5.2 Construcción Del Sistema Hidráulico	157
4.5.3 Construcción de la Estructura del CCP	158
5 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE CONCENTRACIÓN Y DESARROLLO PRÁCTICO.....	159
5.1 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN INCIDENTE DENTRO DEL REACTOR	159
5.2 COMPORTAMIENTOS GLOBALES	163
5.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	167
5.4 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO	170
5.4.1 Control De Posición Y Monitoreo De Corriente Consumida.	170
5.4.2 Sistema Hidráulico Y Sensores De Temperatura	173
CONCLUSIONES.....	174
BIBLIOGRAFÍA.....	180
ANEXOS	181

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Radiación Espectral y aproximación según la ley de Planck.....	24
Figura 2. Radiación directa y difusa sobre un plano.....	27
Figura 3. Ángulos que describen la posición del sol y de las superficies.....	30
Figura 4. Ángulo de incidencia para distintas superficies.	31
Figura 5. Piranómetro.	32
Figura 6. Pirheliómetro CHP1 KIPP & ZONEN.....	33
Figura 7. Heliógrafo y Espectrorradiómetro.....	33
Figura 8. Comportamiento del factor de radiación difusa como función de KT ...	35
Figura 9. Características generales de un colector solar concentrador	37
Figura 10. Esquema de la distribución de los rayos solares a una distancia R . .	38
Figura 11. Posibles configuraciones para colectores concentradores	40
Figura 12. (a) Colector Fresnel, (b) Sistema de torre central.....	41
Figura 13. Esquema de la clasificación de colectores solares.....	42
Figura 14. Colector de placa plana	44
Figura 15. (a) reflexión solar en un colector compuesto, (b) arreglo de colectores compuesto.....	45
Figura 16. Esquema de seguimiento solar en un eje de colector cilindro-parabólico.....	46
Figura 17. Colector cilindro-parabólico Helioman con seguimiento en dos ejes	47
Figura 18. (a) Colector solar de disco parabólico, (b) Sistema de torre central. .	48
Figura 19. Diagrama de energía en un semiconductor en el procesos fotocatalítico	53
Figura 20. Esquema de fotocátalisis con TiO_2	56
Figura 21. (a) Esquema de una celda foto-electrocatalítica, (b) Representación del reactor en un colector solar.....	58
Figura 22. Espectro de radiación solar y el porcentaje correspondiente a la energía absorbida para la disociación del agua para diferentes longitudes de onda.	63

Figura 23. Energía máxima y efectiva de disociación del agua para diferentes energías de salto de banda.	64
Figura 24. Máximo volumen y eficiencia teóricos de producción de hidrogeno teórico para 300K y 647K, con diferentes eficiencias cuánticas y para 1000 W/m ²	66
Figura 25. Volumen y eficiencia de producción de hidrogeno para diferentes flujos de radiación y eficiencia cuántica de 30%.	67
Figura 26. Sección transversal de un concentrador parabólico en coordenadas x,y.....	69
Figura 27. Imagen de un concentrador parabólico	70
Figura 28. Reflectividad y transmisividad en el recorrido de los rayos solares. .	72
Figura 29. Angulo de aceptación para un concentrador cilindro parabólico (plano axial).....	74
Figura 30. Angulo de incidencia en los sistemas de concentración parabólico. .	76
Figura 31. Factor de corrección del ángulo de incidencia.	77
Figura 32. Angulo de incidencia con sistemas de seguimiento en un eje (vista longitudinal).	78
Figura 33. Pérdida geométrica por sombra en concentradores paralelos	79
Figura 34. Angulo de incidencia en concentrador con seguimiento solar axial. (a) Corte longitudinal. (b) Corte longitudinal.....	80
Figura 35. Esquema de ubicación del tubo absorbedor.	83
Figura 36. Transmitancia de diferentes materiales válidos para reactores fotocatalíticos.	84
Figura 37. Influencia de la concentración de hierro en la transmitancia espectral de un fotoreactor tubular de vidrio.	85
Figura 38. Vista de corte del fotorreactor.	86
Figura 39. Reflectancia espectral de diferentes superficies metalizas.....	87
Figura 40. (a) Comparación de los espectros de reflectividad de diferentes materiales, (b) Mejora de la reflectividad de aluminio anodizado mediante la deposición de diferentes capas de SiO ₂ /TiO ₂	89

Figura 41. Actuadores para el sistema de seguimiento.....	93
Figura 42. Esquema de la sección transversal del reactor.	97
Figura 43. Dimensiones del fotorreactor	98
Figura 44. Fotorreactor.	98
Figura 45. Equipo Shimadzu, laboratorio de instrumentación Química.	99
Figura 46. Probetas para el estudio de transmitancia.	100
Figura 47. Transmitancia espectral para distintos materiales.....	102
Figura 48. Transmitancia de distintos materiales en el UV.....	103
Figura 49. Transmisividad del vidrio de Duran®.....	106
Figura 50. Alternativa 1 para la construcción de los cabezales	108
Figura 51. Alternativa 2 para la construcción de los cabezales	108
Figura 52. Alternativa 3 para la construcción de los cabezales	109
Figura 53. Alternativa 4 para la construcción de los cabezales.	110
Figura 54. Simulación de flujo para la 3 ^o alternativa de cabezal.....	110
Figura 55. Simulación de flujo para la 4 ^o alternativa de cabezal.....	111
Figura 56. Interfaz de entrada de datos para la graficación de la parábola	114
Figura 57. Geometría del concentrador para distintos ángulos de aceptación.	115
Figura 58. Geometría final del concentrador.	116
Figura 59. Esqueleto de soporte para la cubierta reflectora.	118
Figura 60. Lámina soporte de aluminio.	119
Figura 61. Piezas de unión entre el eje y el esqueleto.	120
Figura 62. Montaje del soporte de la cubierta reflectora.....	120
Figura 63. Montaje experimental para la prueba de reflectancia.	122
Figura 64. Concentración vs Absorbancia para una solución de naranja de metilo.....	123
Figura 65. (a) Corte transversal de la lámina MIRO-SUN® weatherproof reflective 90, (b) Reflexión total en el rango solar.	125
Figura 66. Reflectancia del aluminio 320G, 4270AG y 4270KKS y pérdida sufrida después de varios meses de envejecimiento.....	127
Figura 67. Declinaciones solares para los solsticios de junio y diciembre.	130

Figura 68. Declinaciones solares para 21 de marzo y 9 de abril.	130
Figura 69. Ángulo de incidencia al medio día solar para distintas inclinaciones.	131
Figura 70. Valor $\cos\theta$ para distintos sistemas de seguimiento.	137
Figura 71. Cantidad de energía captada para distintos modos de seguimiento. Fuente: Autores.	139
Figura 72. Mapa conceptual del sistema de seguimiento solar.	141
Figura 73. Esquema físico de los componentes del seguimiento solar	142
Figura 74. Programación para comunicar Arduino y Labview, diagrama de bloques.	144
Figura 75. Programación para comunicar Arduino y Labview, Panel Frontal ...	145
Figura 76. Selección del modo de control. Panel frontal y diagrama de bloques.	146
Figura 77. Diagrama de bloques para convertir la fecha y hora en valores por separado.	147
Figura 78. Lectura de un pin analógico de la tarjeta Arduino mediante Labview.	148
Figura 79. Controlador de motor Cytron MD10C.....	150
Figura 80. Escritura de la señal de control, modo Encendido.....	151
Figura 81. Escritura de la señal de control, modo Automático.....	152
Figura 82. Doblaje de los tramos cuadrados de acero para la construcción del esqueleto.....	154
Figura 83. Esqueleto soporte para la cubierta reflectora.	155
Figura 84. Procesos de doblado de la lámina de aluminio de 3 mm.	156
Figura 85. Lamina de aluminio de 3mm con forma parabólica.	156
Figura 86. Cabezales de conexión hidráulica.....	157
Figura 87. Concentrador Cilindro Parabólico Compuesto.	158
Figura 88. Estimación de la radiación absorbida anual usando datos reales. ..	164
Figura 89. Eficiencia óptica anual del concentrador.	165
Figura 90. Factor de corrección de ángulo de incidencia anual.....	166

Figura 91. Respuesta del sistema de seguimiento solar.	171
Figura 92. Control de seguimiento modo Automático con ángulo de aceptación 2,5°.	172

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porcentajes de los tipos de radiación.	25
Tabla 2. Comparación entre los diferentes sistemas de colección.	49
Tabla 3. Catalizadores para fotocátalisis heterogénea.	54
Tabla 4. Valores de transmisividad de los materiales analizados.	103
Tabla 5. Distancia Focal para distintos Ángulos de Aceptancia.	113
Tabla 6. Resultados de la prueba de Absorbancia.	124
Tabla 7. Resultados del análisis energético sobre distintos modos de seguimiento.	138
Tabla 8. Especificaciones de un motorreductor de limpiaparabrisas.	140
Tabla 9. Control lógico del puente H.	150
Tabla 10. Producción de hidrógeno para distintos materiales de tubo absorbedor.	169

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A DATOS DE RADIACIÓN TOTAL DE TODO EL AÑO PARA LA CIUDAD DE BUCARAMANGA REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA CDMB-UIS.....	182
Anexo B. CATÁLOGO ALANOD MIRO-SUN® weatherproof reflective 90.....	195
Anexo C. Datasheet Puente H MD10C.	208
Anexo D. Planos del concentrador.....	221

RESUMEN

TÍTULO:

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN CONCENTRADOR SOLAR DE RADIACIÓN UV CILINDRO-PARABÓLICO PARA EL ESTUDIO DE LA DESCONTAMINACIÓN DE AGUAS RESIDUALES DE LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE HIDROGENO A PARTIR DE ESTE PROCESO*

AUTORES: Johnatan Blanquiceth Pereira

Sergio Andrés Vargas Sandoval**

PALABRAS CLAVES:

Agua de producción, concentrador solar, electro-catálisis, energía alternativa.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad el petróleo y sus derivados constituyen una de las fuentes energéticas a base de recursos no renovables más ampliamente utilizadas, y la búsqueda de eficiencia y reducción de costos en los procesos que se relacionan con su extracción y procesamiento constituyen un campo de gran interés en ingeniería. Uno de los procesos de mayor atención es la extracción de petróleo en la que se sustrae gran cantidad de agua de los pozos subterráneos, y se convierte en uno de los mayores subproductos que conlleva dicho proceso y que no tienen una función de gran utilidad. Esto disminuye la rentabilidad de la actividad de extracción ya que el agua debe ser tratada correctamente para la reinyección en el pozo u otros fines.

Teniendo esto en cuenta, se establece como objetivo de este proyecto el diseño y construcción de un concentrador solar de radiación UV cilíndrico-parabólico que permita el estudio de descontaminación y producción de hidrogeno a partir del tratamiento electro-catalítico de las aguas residuales de extracción. De esta forma se investigaría en un método de descontaminación alternativo que produzca un producto de valor agregado como el hidrogeno y que además utilice una fuente de energía alternativa como la radiación solar.

El sistema consiste de un reactor foto-electrocatalítico donde se realizarán las pruebas de descontaminación y producción de hidrogeno a partir del agua de producción; de una superficie de alta reflectividad en el rango UV para la captación de la radiación solar y de un sistema de seguimiento solar para garantizar la efectividad de dicha captación. El proceso de diseño se realizó utilizando programas CAD, programas de simulación matemáticos para los modelos de funcionamiento y para el sistema de seguimiento solar se utilizó labview y arduino en la creación de la interfaz de control del sistema.

*Proyecto de grado

**Facultad de ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director Omar Armando Gelvez Arocha.

ABSTRACT

TITLE:

DESIGN AND CONSTRUCTION OF A SOLAR CONCENTRATOR PARABOLIC TROUGH UV RADIATION FOR THE STUDY OF WASTE WATER DECONTAMINATION OF OIL EXTRACTION AND HYDROGEN PRODUCTION FROM THIS PROCESS*

AUTHORS: Johnatan Blanquiceth Pereira

Sergio Andrés Vargas Sandoval**

KEY WORDS:

Water production, solar concentrator, electro-catalysis, alternative energy, solar tracking system.

DESCRIPTION:

Currently oil and its derivatives are one of the energy sources based on non-renewable resources more widely used, and the search for efficiency and cost reduction in the processes that relate to its mining and processing are an area of great interest in engineering. One of the processes most attention is the extraction of oil in which large quantities of water are extracted from underground wells, and becomes one of the major sub products which leads this process and at the same time have no high useful function. This decreases the profitability of the extraction since the water must be properly treated for reinjection into the well or other purposes.

Keeping this in mind, the goal of this project is the design and construction of a parabolic cylindrical UV radiation solar concentrator which allows the study of decontamination and hydrogen production from electro-catalytic treatment of wastewater extraction. In this way it is investigated an alternative decontamination method that produces a value-added product such as hydrogen and also use an alternative energy source such as solar radiation.

The system consists of a photo-electro-catalytic reactor where decontamination testing and production of hydrogen from water electrolysis will be carried out; a surface of high reflectivity in the UV range to capture solar radiation and a solar tracking system to achieve higher effectiveness in this capturing. The design process was performed using CAD programs, mathematical simulation software for operating models and for the solar tracking system arduino and labview were used in the creation of a programming code to control the system.

* Graduation Project

** Faculty of Physics-Mechanic Engineering, School of Mechanic Engineering, Director Omar Armando Gelvez Arocha.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el aumento en la demanda energética mundial debido al crecimiento de las poblaciones y al desarrollo de las industrias, ha motivado la explotación extensiva de recursos naturales a lo largo y ancho del planeta siendo los combustibles fósiles como el petróleo, el principal objetivo de los procesos de extracción. Sin embargo, debido al carácter no renovable del petróleo y sus derivados, sumado al impacto ambiental que conlleva no sólo la utilización de estos combustibles si no a la producción de los mismos, se ha despertado el interés de mejorar continuamente los procesos de extracción y manejo del petróleo, planteando así grandes retos a nivel ingenieril para la búsqueda de opciones que permitan aumentar la eficacia de dichos procesos y reducir el nivel de contaminación de los mismos.

Uno de los campos más importantes en cuanto al petróleo se refiere y en el cual se centra el presente trabajo de grado es la extracción del crudo, específicamente en el agua que como subproducto se obtiene inevitablemente de los pozos de petróleo junto con el gas. Esta agua es conocida como agua de producción de petróleo y se caracteriza por ser usualmente caliente, tener alto contenido de sales, metales pesados, fracciones de crudo en emulsión o dilución y puede ser radioactiva. Esto impide la reinyección inmediata del agua de producción en el pozo o su uso en otras actividades, lo cual genera el incremento de costos del proceso ya que hay que invertir en el proceso de descontaminación apropiado para no contaminar las aguas subterráneas u otros afluentes naturales. De aquí surge la pregunta de qué hacer con esta agua de producción, la cual supera en gran medida la cantidad de petróleo que se extrae.

Las opciones actuales para la utilización de aguas de producción que generan cierto valor agregado son los regadíos de campos agrícolas industriales y enfriamiento de hornos en centrales generadoras de electricidad, sin embargo se

requiere aún un cierto grado de purificación para estas actividades. A nivel de laboratorio y plantas pilotos se ha propuesto un método de descontaminación que puede solucionar el problema y además proporcionar un producto de valor agregado. Éste es la electrolisis del agua por medio de la cual se pueden oxidar los componentes contaminantes y degradarlos a subproductos más amigables para el ambiente. De otra parte, en la reducción, existe la posibilidad de producir hidrogeno de alto grado de pureza mediante la división de la molécula de agua, cuyo almacenamiento en celdas de hidrogeno, podría suministrar energía alternativa para las plantas de extracción que se encuentran retiradas y no cuentan con apropiado suministro eléctrico. Para lograr esto se han propuesto sistemas que involucran el uso de sistemas solares que generan la energía necesaria para la reacción, tales como las celdas fotovoltaicas y recubrimientos que utilizan la energía del sol para producir el voltaje necesario.

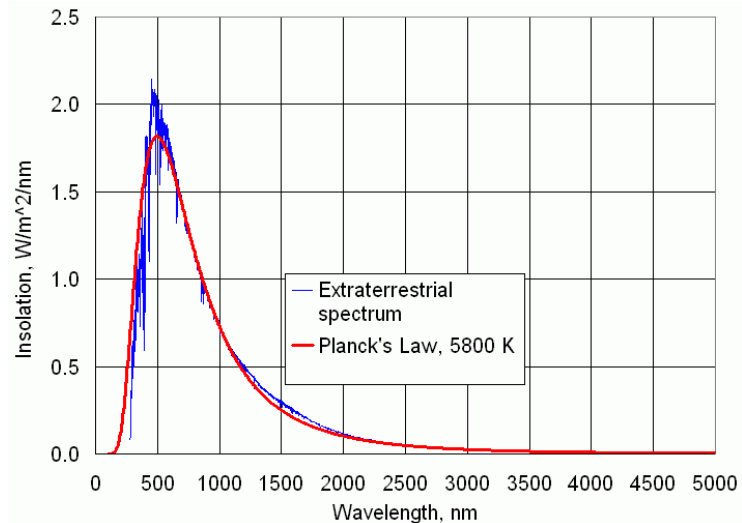
La opción que se manejará en este trabajo es la utilización de dióxido de titanio (TiO_2) como recubrimiento mediante el cual se puede generar el voltaje necesario para la electrolisis del agua, exponiéndolo a la radiación solar. Para esto se propone el diseño y construcción de un sistema que permita el estudio posterior, por parte de estudiantes de maestría de Ingeniería Química, de la factibilidad de usar este método de descontaminación y producción de hidrogeno a gran escala, a partir de una gran cantidad de agua que aparentemente solo generaría costos de tratamiento. Así, se plantea una opción de uso de energía alternativa como lo es la energía solar, para mejorar un proceso de importancia actual de uno de los recursos más valorados en el planeta como lo es el petróleo.

1 RADIACIÓN SOLAR

1.1 EL SOL

La radiación solar es la energía que emite el sol debido a una serie de reacciones de fusión nuclear en las que los átomos de hidrógeno se transforman en helio, lo cual hace que se pueda considerar a esta estrella como un reactor de fusión a gran escala, ésta energía que es producida en el centro del sol, llega hasta la superficie y una vez allí es irradiada al espacio en forma de ondas electromagnéticas de distinta longitud de onda, el comportamiento de esta radiación puede ser aproximado según la ley de Planck¹ a la radiación que emite un cuerpo negro a 5800 K.

Figura 1. Radiación Espectral y aproximación según la ley de Planck.



Fuente: Institute for Earth Science Research and Education.

¹ Max Planck, establece el espectro de emisión de radiación de un cuerpo negro.

1.2 LA CONSTANTE SOLAR

Debido a la relación que existe entre las distancias entre el sol y la tierra y los diámetros de estos mismos se puede obtener un valor casi constante de la radiación del sol fuera de la atmósfera terrestre la cual es llamada **Constante Solar** G_{sc} y se define como la energía proveniente del sol, por unidad de tiempo, recibida por una superficie unitaria perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a una distancia media tierra-sol, en el exterior de la atmosfera. Numerosos estudios se han realizado para medir y tener un valor certero de esta constante solar, desde los primeros realizados por C. G. Abbot (1954) los cuales determinaron mediante medición con cohetes una constante solar de 1322 W/m^2 . El valor adoptado hoy en día por la WRC² como constante solar es de 1367 W/m^2 con una incertidumbre menor del 1%, cabe resaltar que este valor de radiación abarca todo el espectro, pero se pueden establecer porcentajes para los tipos de radiación a nivel de la superficie de la tierra, basados en mediciones efectuadas por el laboratorio nacional de energía renovable de Estados Unidos, estos porcentajes se muestran en la tabla número 1.

Tabla 1. Porcentajes de los tipos de radiación.

Tipo de radiación	Longitud de onda [nm]	Porcentaje de radiación
Ultravioleta	280-400	10,49 %
Visible	401-750	42,74 %
Infrarrojo	751-4000	46,77 %

Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL), ASTM G173-03 Reference Spectra

² World Radiation Center.

A pesar de que la radiación ultravioleta va hasta una longitud de onda menor de 280 nm y la de infrarroja va hasta más de 4000 nm, se pueden aceptar estos valores debido a que la radiación para estos rangos por fuera de la medición representan muy poca variación.

El valor de la constante solar presenta 2 fuentes de variación principales, en primer lugar se encuentra las alteraciones en la radiación emitida por el sol en relación con las manchas solares las cuales pueden llegar a variar el valor de la constante solar hasta en un 1,5 %, valor que puede ser despreciado para cálculos ingenieriles y en segundo lugar se encuentra el efecto de que la tierra orbite en forma elíptica alrededor del sol, haciendo que para ciertos periodos del año se encuentre más lejos y en otros más cerca, este efecto puede hacer variar el valor de la constante solar hasta en un 3 % y su variación puede ser determinada más fácilmente que la que produce las manchas solares.

La dependencia de la radiación extraterrestre para cada tiempo del año es indicada en la ecuación 1.1.

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 * \cos\left(\frac{360n}{365}\right) \right) \quad (1.1)$$

Dónde n representa el día del año contando a partir del 1 de enero.

1.3 MOVIMIENTO DEL SOL

Para la correcta interpretación de los cálculos que se realizarán posteriormente en este documento es necesario precisar algunos conceptos y variables que entran a la hora de establecer la posición del sol.

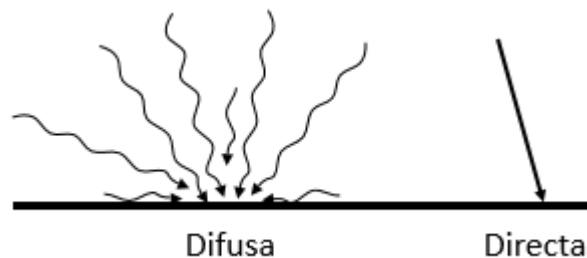
Radiación Directa (beam), es la radiación solar recibida sin haber sido diseminada por la atmósfera.

Radiación Difusa, es la radiación solar recibida después de que su dirección fue cambiada por la atmósfera y por los alrededores.

Radiación Total, es la suma de la radiación directa y la radiación difusa en una superficie.

La figura 2 esquematiza la radiación directa y difusa sobre un plano.

Figura 2. Radiación directa y difusa sobre un plano.



Fuente: Autores.

Radiación solar G W/m^2 , rata a la cual la energía radiada por el sol incide sobre una superficie por unidad de área.

Irradiación I J/m^2 , energía incidente sobre una superficie por unidad de área para un tiempo definido.

1.4 DIRECCIÓN DE LA RADIACIÓN DIRECTA

A la hora de realizar cualquier cálculo sobre la energía irradiada sobre una superficie, es necesario conocer la orientación de la radiación directa relativa al plano donde va a ser irradiada, esta posición relativa puede ser calculada basándose en ciertos ángulos que describen la orientación de la radiación

incidente y el plano irradiado. Para la dirección de la radiación incidente, posición del sol, estos ángulos son:

γ_s **Azimut Solar**, ángulo entre la proyección en un plano horizontal de la radiación solar (beam) y el meridiano local, tomando 0° hacia el sur y negativo hacia el Este.

α_s **Ángulo de altitud solar**, ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación solar, es el complemento del ángulo Cenital.

Estos dos ángulos de posición del sol son función de otros factores que son: hora, fecha y posición geográfica.

ω **Ángulo horario**, desplazamiento angular del sol hacia el Este u Oeste del meridiano local, debido a la rotación de la tierra sobre su propio eje, tomando los ángulos para la mañana negativos y para la tarde positivos.

δ **Declinación**, posición del sol al mediodía solar con respecto al plano del ecuador, varía según el día del año, positivo hacia el norte.
 $-23.45^\circ < \delta < 23.45^\circ$.

ϕ **Latitud**, representa la latitud en grados de la posición geográfica del plano, tomando positivo el hemisferio norte y negativo el hemisferio sur,
 $-90^\circ < \phi < 90^\circ$.

La **declinación** δ la cual está relacionada con la rotación de la tierra en un eje inclinado 23.45° con respecto al eje del sol, puede ser calculada para cada día del año contando desde el primero de enero mediante la ecuación 1.2.

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 * \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1.2)$$

El **ángulo de altitud solar** α_s es el complemento del ángulo cenital, el cual se define como la variación de la dirección del sol con respecto al cenit³, pero también puede ser interpretado como el ángulo de incidencia de la radiación solar en un plano horizontal, inclinación 0° . Y se puede obtener por medio de la ecuación 1.3.

$$\sin \alpha_s = \cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (1.3)$$

Para el cálculo del **Azimut Solar** γ_s se cuenta con la ecuación 1.4

$$\sin \gamma_s = \frac{\cos \delta \sin \varphi}{\cos \alpha_s} \quad (1.4)$$

Por otra parte para caracterizar el plano irradiado se definen los ángulos:

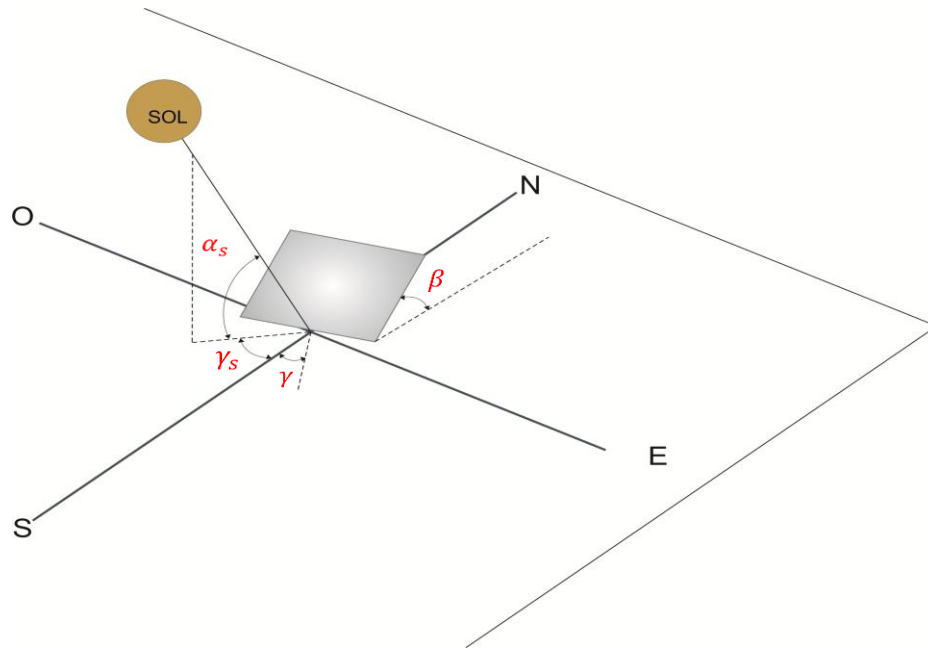
β Inclinación, ángulo entre la superficie en estudio y la horizontal, $0^\circ < \beta < 180^\circ$.

γ Azimut de la Superficie, ángulo entre la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie y el meridiano local, tomando 0° hacia el sur y negativo hacia el Este, $-180^\circ < \gamma < 180^\circ$.

La figura 3 esquematiza los ángulos de posición del sol y de las superficies

³ Punto más alto en el cielo con relación al espectador, se encuentra justo sobre su cabeza.

Figura 3. Ángulos que describen la posición del sol y de las superficies.



Fuente: Autores

Una vez definida la posición del sol y la posición del plano irradiado, se puede encontrar el ángulo entre estos dos, el cual se define como:

θ Ángulo de Incidencia, ángulo entre la radiación directa (beam) en una superficie y la normal a esa superficie

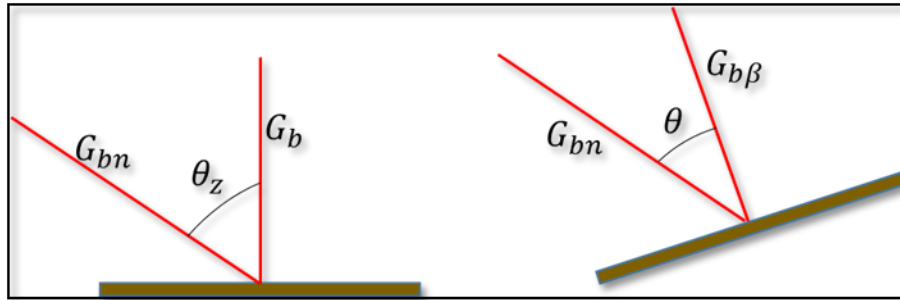
Realizando un análisis geométrico de los ángulos y efectuando una simplificación de las relaciones trigonométricas se puede establecer el ángulo de incidencia de la radiación en base a la ecuación 1.5.

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (1.5)$$

En base a todo esto es necesario establecer una relación entre los ángulos de incidencia de superficies inclinadas y superficies horizontales, ya que los dispositivos de medición de la radiación lo hacen para superficies horizontales; los datos que se pueden conseguir con mayor facilidad son los de radiación total por horas o días en superficies horizontales.

El **factor geométrico R_b** se define como la relación entre la radiación directa en una superficie inclinada y en una superficie horizontal.

Figura 4. Ángulo de incidencia para distintas superficies.



Fuente: Adaptado de “Solar Engineering of thermal process”, Duffie and Beckman.

Este factor se puede expresar por medio de la ecuación 1.6.

$$R_b = \frac{G_{b,\beta}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cos \theta}{G_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.6)$$

Donde los subíndices β y n se emplean para diferenciar entre una superficie inclinada y una superficie normal a la dirección de propagación de la radiación solar, el subíndice b se emplea para especificar el tipo de radiación, se usará b para valores de radiación directa y d para radiación difusa.

1.4 MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

Los datos de radiación solar horaria y diaria son usados de diferentes formas para una gran variedad de propósitos, la información más asequible es sobre radiación directa y difusa por horas, la cual es de suma utilidad a la hora de realizar simulaciones de sistemas solares, los dispositivos de medición más comunes son el Piranómetro y el Pirheliómetro

El **Piranómetro** (Figura 5) es un dispositivo que se emplea para medir la radiación total incidente sobre un plano horizontal, la cual es la suma de la radiación directa y la difusa ($G = G_b + G_d$). Consta de una cúpula de cristal sobre la cual incide la radiación solar y un sensor o termopila que se encarga de enviar una señal eléctrica como respuesta de la radiación incidente, se puede modificar su comportamiento cubriendo con un sistema de pantalla el haz de radiación directa, de modo que la señal eléctrica enviada por el dispositivo sea solo referente a radiación difusa.

Figura 5. Piranómetro.



Fuente: www.eltiempodelosaficionados.com

El **Pirheliómetro** (Figura 6) es un dispositivo que se usa para la medición de la radiación solar directa mediante la disposición de su superficie receptora normal a los rayos incidentes, se constituyen principalmente de un obturador que capta solamente la radiación directa proveniente del sol y de una región anular próxima al astro, en los instrumentos modernos esta región abarca un semiángulo de $2,5^\circ$ aproximadamente a partir del centro del sol.

Figura 6. Pirheliómetro CHP1 KIPP & ZONEN.



Fuente: www.kippzonen.com/?productgroup/881/Pyrheliometers.aspx

Existe otro tipo de dispositivos que miden otro tipo de variables empleados en el cálculo de energía solar, un ejemplo de ello son los **Heliógrafos** Figura 7 (a) que se utilizan para la medición de cuantas y durante qué horas de cada día ha habido sol. Y los **Espectrorradiómetros** Figura 7(b) que son instrumentos de medida de la distribución espectral de la radiación incidente dentro de un rango de longitudes de onda que dependerá de la tecnología y el detector utilizado.

Figura 7. Heliógrafo y Espectrorradiómetro.



a.



b.

Fuente: www.scottech.net

1.5 COMPONENTE DIRECTA Y DIFUSA DE LA RADIACIÓN

En la mayoría de los casos los valores de radiación solar se obtienen en base a la medida tomada por un Piranómetro, el cual brinda información sobre radiación total promedio de cada hora durante todos los días, a estos valores es pertinente hacer un análisis para poder establecer la cantidad de radiación directa y difusa por separado.

Los modelos más empleados para el cálculo de la radiación directa y difusa por separado se basan en encontrar el **coeficiente de claridad horario** K_T , que se define como la relación entre la irradiación en un plano horizontal y la irradiación extraterrestre, ambas para un tiempo de una hora, ecuación 1.7.

$$K_T = \frac{I}{I_0} \quad (1.7)$$

Un valor cercano a uno de este coeficiente indica un cielo despejado, alto índice de claridad, y un valor cercano a cero indica una gran nubosidad en la atmósfera.

Una vez obtenido este valor de índice de claridad es posible determinar el valor de fracción difusa de irradiación I_d/I .

Orgill & Hollands (1977) usaron datos de este tipo de estaciones meteorológicas de Canadá, Erbs et al. (1982) usaron datos de cuatro estaciones estadounidenses y una australiana, y Reindl et al. (1990) usaron una base de datos independiente de Estados Unidos y Europa, las tres correlaciones encontradas son mostradas en la figura 8, se puede observar que en esencia se llegó a los mismos resultados partiendo de bases de datos de distintas locaciones.

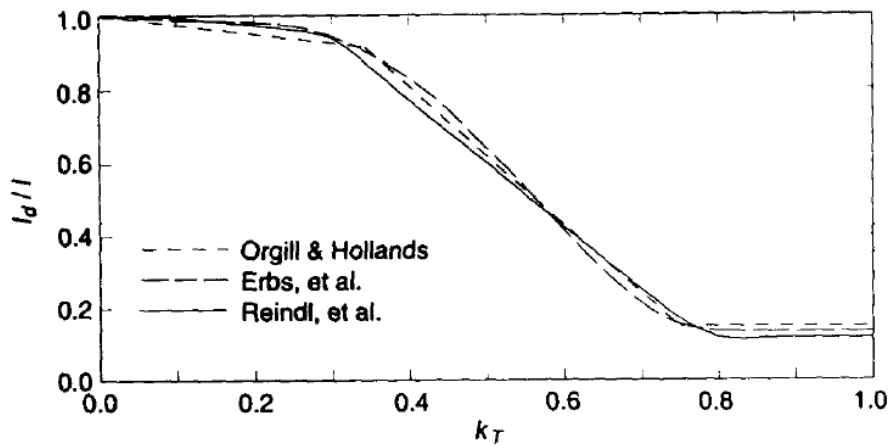
Las correlaciones de Erbs et al. Son :

$$\frac{I_d}{I} = 1 - 0,249K_T \quad \text{para } K_T < 0,35 \quad (7)$$

$$\frac{I_d}{I} = 1,557 - 1,84K_T \quad \text{para } 0,35 < K_T < 0,75 \quad (8)$$

$$\frac{I_d}{I} = 0,177 \quad \text{para } K_T > 0,75 \quad (9)$$

Figura 8. Comportamiento del factor de radiación difusa como función de K_T



Fuente: Solar Engineering of thermal process, Duffie and Beckman.

2 SISTEMAS PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR

Los sistemas solares para procesos foto-catalíticos son en esencia sistemas que captan eficientemente la radiación solar en forma de fotones y la introducen en un subsistema absorbedor, también llamado reactor, en el cual se llevan a cabo reacciones químicas específicas. Estos sistemas reciben el nombre de colectores solares y en principio utilizan los mismos diseños que los colectores solares para aplicaciones térmicas, la única diferencia es que dichos sistemas se usan para coleccionar energía en forma térmica y los colectores para fotocátalisis redireccionan los fotones de la radiación solar para efectuar reacciones que convertirán dicha energía en forma de energía química.

Los colectores pueden subdividirse en concentradores, es decir que usan un factor geométrico de concentración para aumentar el flujo de radiación, y en no concentradores. Los sistemas más comunes para fotocátalisis solar son los sistemas concentradores, es por esto que muchas veces hay confusión en los términos colector y concentrador. Algunos autores, para evitar el problema en la terminología⁴, utilizan la palabra colector para describir el sistema completo que incluye al receptor (que contiene al tubo absorbedor) y al concentrador. El receptor es el elemento donde la radiación es absorbida y convertida en otro tipo de energía; y el concentrador se refiere al sistema óptico que dirige la radiación al receptor.

2.1 GENERALIDADES

Existen diversos diseños para colectores solares. Los hay reflectores y refractores, pueden ser cilíndricos o superficies en revolución en tres

⁴ DUFFIE, John and BECKMAN, William. Solar Engineering of thermal Processes, ob. cit, p. 331

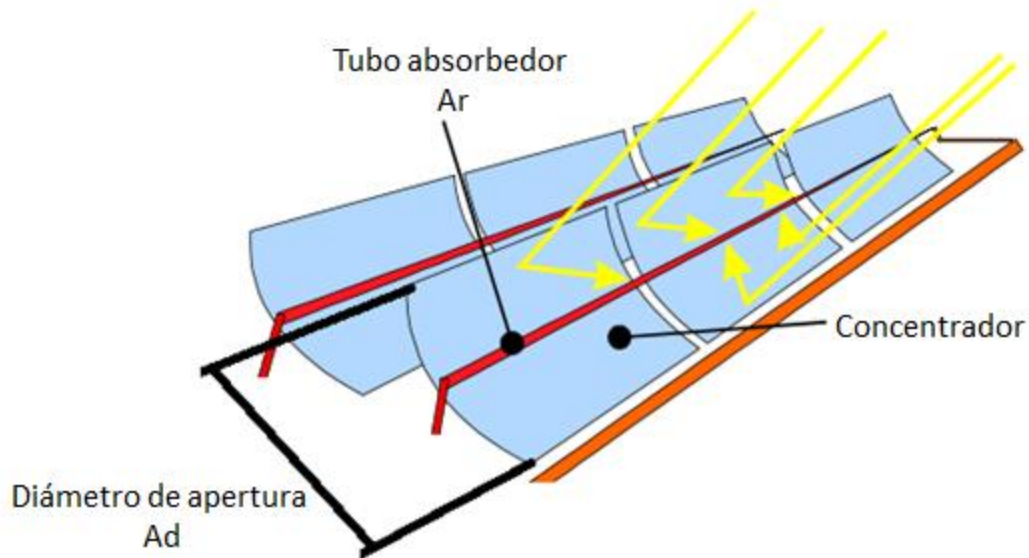
dimensiones como los paraboloides, con diversos modos de seguimiento solar que van desde sistemas con orientación fija hasta aquellos con seguimiento en varios ejes, y con concentraciones que varían en un rango bastante amplio.

2.1.1 Factor de concentración.

Para los colectores solares de fotocátalisis solar, así como los colectores para aplicaciones térmicas, se define el factor de concentración como el cociente entre el área de captación o de apertura del concentrador y el área del receptor (tubo absorbedor).

$$C = \frac{A_d}{A_r} \quad (2.1)$$

Figura 9. Características generales de un colector solar concentrador



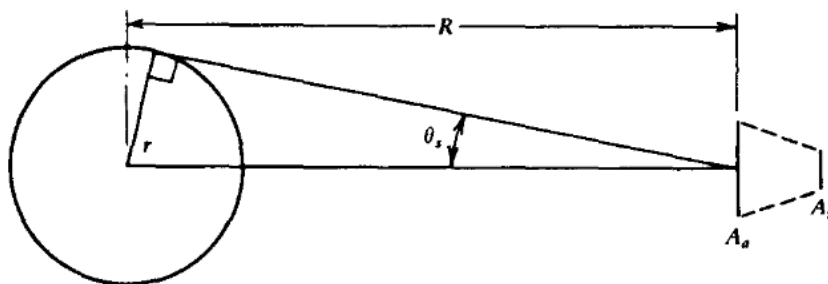
Fuente: Sistemas termosolares de concentración, Manuel Silva. Modificado por los autores.

El área de apertura del concentrador es el área que intercepta la radiación solar, formada por el diámetro de apertura como se ve en la figura 9, y la longitud del colector. Hay que anotar que el factor de concentración es solo para los diseños que poseen un concentrador y los colectores de placa plana serian sistemas sin este factor, es decir sin concentración.

El factor de concentración es una aproximación de como el flujo de radiación es aumentado, ya que se intercepta un determinado flujo de radiación en una área mucho más grande que el área a donde se redirige el mismo flujo de radiación. Esta es la ventaja de los colectores con concentración, ya que para una misma temperatura de operación, un factor de concentración alto implicaría menores pérdidas de calor a través del área del receptor, que para un colector sin concentración. Por su parte, altos valores de concentración traen consigo mayores requerimientos en la eficiencia óptica y en el seguimiento solar.

El factor de concentración tiene límites teóricos, y es función de la distribución angular en la que llegan los rayos del sol a la Tierra, los cuales no llegan perfectamente paralelos, sino en forma cónica con un ángulo de 32 minutos debido a que el sol no es una fuente de radiación puntual, como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Esquema de la distribución de los rayos solares a una distancia R .



Fuente: Adaptado de “Solar Engineering of thermal process”, Duffie and Beckman.

En el caso de que los rayos del sol fueran perfectamente paralelos “no existe límite a la razón de concentración teórica, ya que si el eje óptico del concentrador (un paraboloide de revolución) es paralelo a la dirección del haz, todos los rayos reflejados pasarán por su punto focal, con lo que el área del receptor puede hacerse tan pequeña como se desee” (Sistemas termosolares de concentración, Manuel Silva, p. 2). Se puede demostrar matemáticamente⁵ que las concentraciones máximas para un concentrador paraboloide o de tres dimensiones (3D) con punto focal, y uno cilíndrico de dos dimensiones (2D) con línea focal, para el semiángulo θ_s de $0,27^\circ$ ($16'$), son:

$$C_{max,3D} = \frac{1}{\text{sen}^2(\theta_s)} \quad (2.2)$$

$$C_{max,2D} = \frac{1}{\text{sen}(\theta_s)} \quad (2.3)$$

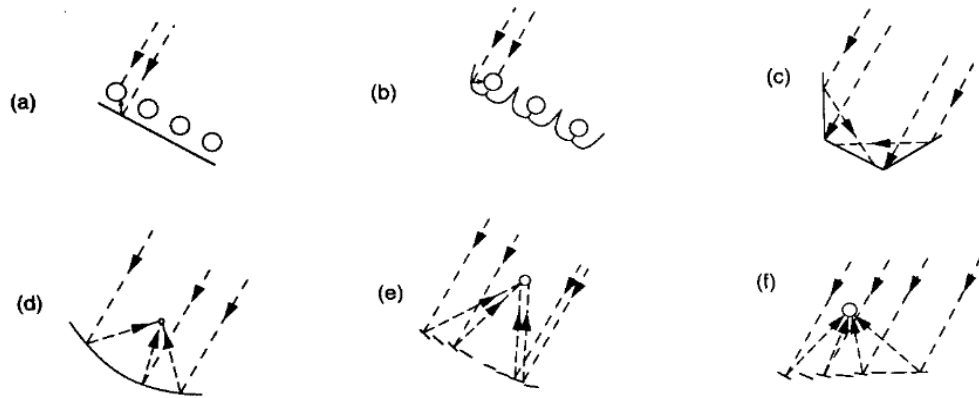
Por tanto $C_{max,3D}$ para un paraboloide estará alrededor de 45000 y $C_{max,2D}$ será 212 para un colector cilíndrico parabólico, aunque normalmente la concentración para esta tipo de sistemas esta alrededor de 20 debido a dificultades tecnológicas en cuanto a la eficiencia óptica.

2.1.2 Configuraciones para colectores solares con concentración

Las configuraciones más comunes para colectores solares concentradores son mostradas en la siguiente figura y dichos diseños buscan lograr un mayor flujo de radiación en el receptor.

⁵ DUFFIE, John and BECKMAN, William. Solar Engineering of thermal Processes, ob. cit, p. 334

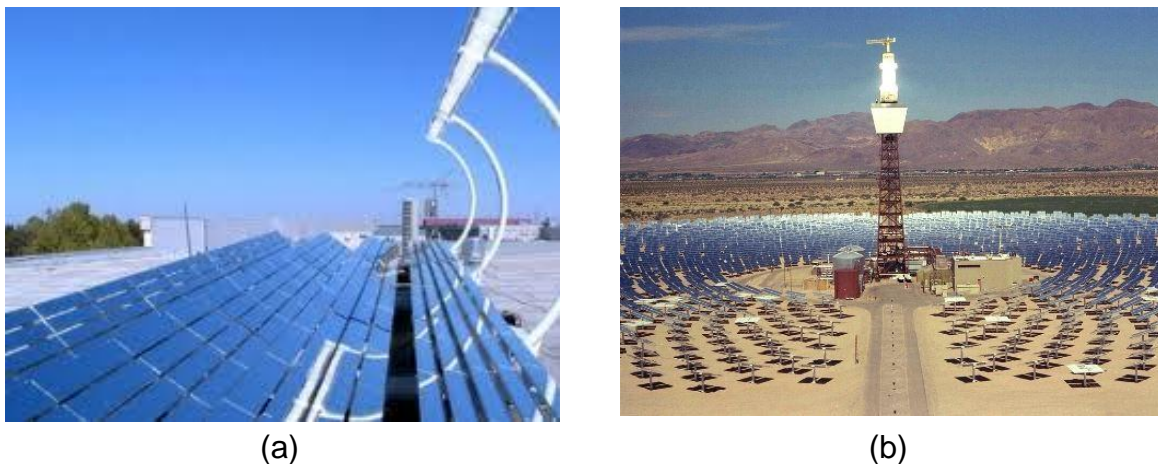
Figura 11. Posibles configuraciones para colectores concentradores



Fuente: Solar Engineering of thermal process, Duffie and Beckman.

La figura 11 (a) corresponde a un arreglo de recibidores tubulares con una superficie reflectora plana para redirigir parte de la radiación directa del sol, pero principalmente la difusa. La figura 11 (b) es similar a la anterior a excepción de que la superficie reflectora está formada por espejos compuestos (semicirculares o parabólicos) para reflexión especular. La tercera figura 11 (c), es un colector con recibidor plano, y unas cubiertas reflectoras a los lados para aumentar el área de captación de radiación. Estos tres primeros sistemas, son colectores de baja concentración, y no forman imágenes del sol en algún punto focal. La figura 11 (d) corresponde a un colector recibidor tubular y con superficie reflectora parabólica cilíndrica, que redirige la imagen del sol hacia una línea focal, o también puede ser un paraboloide en revolución con la imagen del sol en un punto focal. Estos arreglos manejan desde medios a altos valores de factor de concentración, así como altas temperaturas y es necesario sistemas de seguimiento precisos para un desempeño adecuado. La figura 11 (e) es el esquema de un reflector Fresnel, el cual consiste de un arreglo de espejos planos en superficie con una curvatura específica. El sistema de la figura 11 (f) es similar al anterior y corresponde a los sistemas de torre central, con reflectores redirigiendo los rayos incidentes hacia el recibidor que se encuentra en un punto determinado.

Figura 12. (a) Colector Fresnel, (b) Sistema de torre central.



Fuente: <http://www.afinidadelectrica.com.ar/>

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COLECTORES SOLARES

Los sistemas de colectores solares tienen diversas clasificaciones según aspectos variados, tales como la función o el proceso que van a realizar (aplicaciones térmicas, químicas...), si tienen seguimiento o no, o según si proyectan una imagen en un punto focal o utilizan reflectores difusos. Sin embargo la característica por tradición⁶ que se usa para la clasificación de colectores solares y que cubija la mayor cantidad de diseños es el factor de concentración. Según este factor, los colectores se pueden clasificar en tres grandes grupos (las temperaturas alcanzadas pueden varias dependiendo de cada diseño):

- Sistemas sin concentración o de baja temperatura (hasta 150° C)
- Sistemas de media concentración (150°C- 400°C)
- Sistemas de alta concentración (arriba de los 400°C)

⁶ BLANCO, Julián. DESARROLLO DE COLECTORES SOLARES CPC PARA APLICACIONES FOTOQUÍMICAS DE DEGRADACIÓN DE CONTAMINANTES PERSISTENTES EN AGUA, ob. cit, p. 107

En el siguiente mapa conceptual se observa la clasificación resumida de los colectores solares:

Figura 13. Esquema de la clasificación de colectores solares.



Fuente: Autores.

Los colectores sin concentración o colectores de un sol, por lo general son sistemas con recibidores de placa plana sin ninguna superficie reflectora, sin embargo hay sistemas con elementos concentradores que adoptan un valor de C igual 1. Estos sistemas son estáticos, sin seguimiento solar y con una orientación específica, dependiendo del lugar geográfico. La ventaja de estos sistemas es el bajo de coste de construcción y la simplicidad, ahorrándose problemas de mantenimiento y costos en el sistema de seguimiento.

Los colectores de concentración media tienen factores de concentración alrededor de 20, a pesar de que el máximo teórico es 215. Esto porque a mas concentración, los requerimiento ópticos de la superficie reflectora y el seguimiento son mayores. Dentro de este grupo están los colectores cilindro-parabólicos.

Los sistemas de alta concentración, son los que llegan a los más altos valores de temperatura y tienen un punto focal donde concentran toda la radiación. En este grupo se encuentran los paraboloïdes y los sistemas de torre central.

Esta clasificación es válida tanto para colectores solares térmicos como para fotoquímicos, ya que el proceso de captación es muy similar en ambas aplicaciones y los primeros diseños para fotocátalisis solar partieron de los sistemas térmicos que existían. La diferencia reside en que los procesos fotoquímicos requieren energía fotonica en rangos especiales de longitud de onda, mientras que los térmicos aceptan cualquiera. Además de esto, existen otros aspectos importantes que diferencian a los sistemas de colectores fotocatalíticos de los térmicos, son:

- El material del receptor debe ser transparente a los fotones de longitud de onda específica, lo cual no era importante en las aplicaciones térmicas.
- Las superficies reflectoras deben manejar altos porcentajes de índice de reflectividad para este tipo de radiación.
- La temperatura no juega un rol tan importante en la mayoría de los procesos, así que por lo general no se necesita aislamiento.

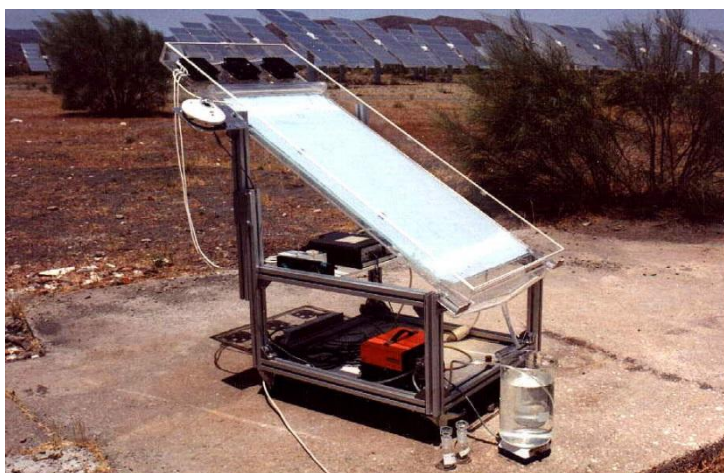
2.2.1 Sistemas sin concentración

Los sistemas de colectores solares no concentradores pueden ser divididos en dos grupos: los colectores planos y los colectores parabólico-compuestos (estos últimos, pueden hacer parte del grupo de media concentración si se aumenta la relación de concentración). Estos colectores tienen menor eficiencia en cuanto a la captación de la luz solar, sin embargo no tienen los inconvenientes de las eficiencias ópticas y de seguimiento solar de otros concentradores y pueden captar la radiación directa y difusa.

Los principales inconvenientes de los sistemas de **colectores de placa plana** es su escalado a nivel industrial, ya que requieren una superficie de reactor mucho más grande y requieren un diseño que soporte elevadas presiones para poder

bombear el fluido a través de todo el campo de colectores; el otro problema es que la mayoría de ellos está abierto a la atmosfera o necesita dos placas planas en donde circula el agua, lo cual les impide trabajar en procesos con gases volátiles.

Figura 14. Colector de placa plana

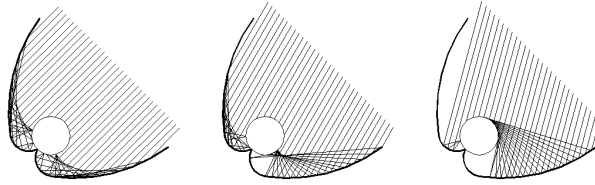


Fuente: Instalaciones de la PSA (Plataforma solar de Almería)

Otra opción para los colectores sin concentración, son los **colectores cilindro-parabólico compuestos**. La superficie reflectante es una involuta alrededor del receptor. El diseño de estos colectores es una interesante mezcla entre los colectores cilindro parabólico convencionales y los que no tienen concentración, y son una de las mejores opciones para aplicaciones de fotoquímica solar. Debido a su geometría tienen una de las mejores ópticas, y recogen gran parte de la radiación para un amplio rango de ángulos de incidencia de los rayos solares en el área de apertura.

Sin ser diseñados con un factor de concentración igual a 1, pueden tener las ventajas de los sistemas no concentradores, de ser estáticos y de bajo coste, y por su óptica tener un buen nivel de captación de la luz solar.

Figura 15. (a) reflexión solar en un colector compuesto, (b) arreglo de colectores compuesto.



(a)

Fuente: Desarrollo de colectores solares CPC, Julian Blanco Galvez.



(b)

Fuente: Instalación en PSA

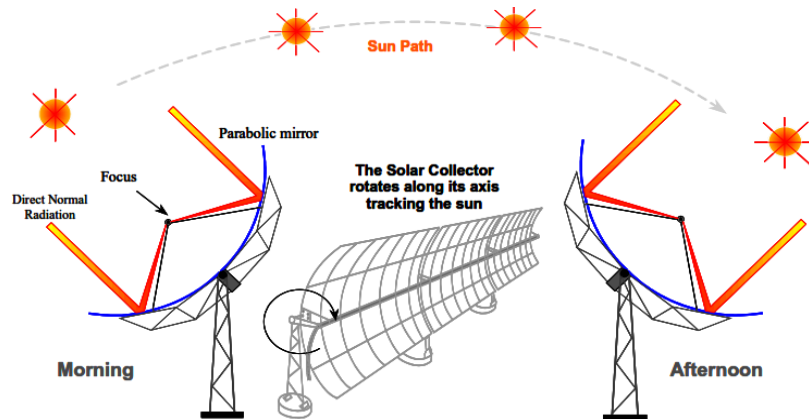
2.2.2 Sistemas de media concentración

Estos sistemas fueron los que se usaron por primera vez para aplicaciones de procesos fotoquímicos utilizando luz solar. Estos sistemas solo pueden aprovechar la radiación directa que provienen del sol. A este grupo hacen parte los **colectores cilindro-parabólicos**. Este sistema consiste en una superficie concentradora de alta reflectividad que redirige los haces de luz solar a la línea focal de la parábola, en donde se ubica el sistema receptor (tubo absorbedor).

Los colectores cilindro-parabólicos se clasifican, según el sistema de seguimiento que posean en sistemas con **seguimiento solar en un eje** y en **dos ejes**. Los primeros cuentan con un motor que posiciona al colector en un solo grado de

libertad. Como consecuencia de esto se origina un ángulo de incidencia θ entre el rayo que viene del sol y la normal al plano de apertura del concentrador. Por lo general el seguimiento se hace en orientación azimutal durante el día. Los sistemas con seguimiento en dos ejes tienen el área de apertura siempre perpendicular a los rayos solares y pueden realizar seguimiento en elevación y azimut.

Figura 16. Esquema de seguimiento solar en un eje de colector cilindro-parabólico.



Fuente: Solar Photochemistry Technology, PSA-CIEMAT

Figura 17. Colector cilindro-parabólico **Helioman** con seguimiento en dos ejes



Fuente: Instalación en PSA

La ecuación de la parábola es:

$$y = \frac{x^2}{4f} \quad (2.4)$$

Donde f es la distancia focal. Si D es la apertura de la parábola y d el diámetro del tubo absorbedor, el factor de concentración está dado por:

$$C = \frac{D}{\pi d} \quad (2.5)$$

Las eficiencias ópticas globales oscilan entre 50 y 70 por ciento.

2.2.3 Sistemas de alta concentración

Hacen parte de este grupo los sistemas de torre central y los discos parabólicos. Los sistemas de torre central están compuestos por un numeroso grupo de superficies reflectoras llamadas heliostatos, que reciben los rayos del sol y los redirigen hacia el receptor en la torre central, esto hace que la óptica y el sistema de seguimiento para cada heliostato sea más complejo. Por ser estos sistemas

de concentración en tres dimensiones, logran altos valores de temperatura. Aprovechan la radiación directa.

Figura 18. (a) Colector solar de disco parabólico, (b) Sistema de torre central.



(a)



(b)

Fuente: Instalación en PSA

2.3. COMPARACIÓN ENTRE LOS DISTINTOS SISTEMAS COLECTORES

Teniendo en cuenta lo anunciado anteriormente, se expone el siguiente cuadro comparativo con las ventajas y desventajas entre los sistemas sin concentración y los sistemas concentradores.

Tabla 2. Comparación entre los diferentes sistemas de colección.

Sistemas colectores sin concentración		Sistemas colectores concentradores	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Pueden aprovechar tanto la radiación directa, como la difusa. • Sistemas más simples y de menor coste. • Buena eficiencia óptica por ausencia de elementos reflectantes y seguimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Normalmente trabajan en flujo laminar, esto es un inconveniente para reacciones químicas. • Vaporización de los productos. • Mayor área requerida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor manejo del proceso y del agua recirculante. • Mejor soporte para catalizadores y fomentar reacciones. • Flujo turbulento lo que favorece la transferencia de masa. • Se pueden manejar productos volátiles. • Sobrecalentamiento del fluido (bueno en algunos procesos). 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo aprovechan la radiación directa. • Normalmente poseen alto coste. • Eficiencia óptica depende de superficie reflectora y seguimiento solar.

Fuente: Autores.

3 DISEÑO CONCEPTUAL DE UN CONCENTRADOR CILINDRO PARABÓLICO PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR

En este capítulo se analizará los procesos fotocatalíticos, especialmente el mecanismo de producción de hidrogeno con el fin de conocer los requerimientos generales que debe cumplir el sistema de concentración solar que se quiere construir. Además se hará una revisión teórica más profunda de las características y subsistemas principales que componen un concentrador cilindro parabólico que son la geometría y eficiencia óptica, la superficie concentradora, el fotoreactor ubicado en el foco lineal, el sistema de seguimiento solar, el sistema hidráulico y el sistema de monitoreo para llevar a cabo el estudio de factibilidad de producción de hidrogeno.

3.1 PROCESOS FOTOCATALÍTICOS

El diseño de un colector de concentración solar para una aplicación fotocatalítica, depende en gran medida del proceso mismo que se vaya a realizar, de los reactivos que se vayan a utilizar y la reacción esperada; tales elementos decidirán la cantidad de energía necesaria para efectuar las reacciones y la longitud de onda de los fotones de luz que se requiere y afectaran el diseño y selección de los componentes del sistema. Se expondrá brevemente los aspectos más importantes en lo que se refiere a las reacciones fotocatalíticas, los tipos de reacciones y reactivos utilizados, y por último se enfatizara en el proceso de formación del hidrogeno que será el objetivo del estudio de factibilidad para el cual el sistema de concentración es construido, teniendo así además requerimientos a considerar en la selección o el diseño de los componentes del sistema.

3.1.1 Procesos basados en el uso de luz ultravioleta

Estos procesos se basan en dar energía a determinados compuestos químicos en forma de fotones de radiación, para que estos sean absorbidos y exciten las moléculas, produciendo la reacción deseada. Los fotones deben tener una energía específica para excitar las moléculas y producir radicales libres como el superóxido (O_2^-), hidroxilos ($\cdot OH$) o moléculas libres de hidrogeno. Por lo general los procesos fotocatalíticos basados en luz han usado radiación ultravioleta (UV) ya que los fotones en este rango de longitud de onda son los que tienen mayor cantidad de energía.

Para analizar la eficiencia de un proceso fotocatalítico se deben tener en cuenta tres aspectos principales:

- Capacidad del elemento a degradar, de absorber los fotones de radiación incidente.
- Rendimiento cuántico de los mismos, es decir la capacidad de que un fotón genere los radicales libres deseados.
- Estabilidad de los productos generados (que no haya recombinación de los elementos)

La mayor parte de las reacciones se basan en el efecto que el radical hidroxilo ($\cdot OH$) provoca como oxidante. Los tipos de métodos fotocatalíticos se basan entonces en los reactivos usados para producir los radicales. Los procesos que generan radicales hidroxilo u otros mediante el uso de luz UV son:

- Ozono + UV
- Peróxido de hidrogeno + UV
- Peróxido de hidrogeno + Ozono + UV
- Fotocatálisis heterogénea mediante TiO_2 (dióxido de titanio)
- Fotocatálisis homogénea mediante Foto-Fenton

Los dos últimos procesos son los de más importancia para el trabajo ya que permiten el uso de luz UV proveniente del sol⁷ para producir las reacciones, siendo la fotocatalisis heterogénea mediante TiO₂ la escogida con anterioridad por parte de estudiantes de maestría de ingeniería química, además de que se han hecho muchos estudios de la aplicación de este catalizador en el tratamiento de contaminantes no biodegradables en agua⁸, siendo la descontaminación fotocatalítica solar una de las más exitosas aplicaciones de la fotoquímica solar.

3.1.2 Fotocatálisis basada en uso de luz solar

La fotocatalisis solar es definida⁹ como la aceleración de una reacción química inducida por la presencia de luz solar, en presencia de un catalizador, de aquí que la correcta colección de luz solar y el buen uso del catalizador apropiado sean igual de importantes. En pocas palabras, la fotocatalisis solar es el proceso en el que se produce una alteración fotoquímica de alguna sustancia como resultado de la absorción de radiación por parte del catalizador. Dentro de los procesos fotocatalíticos de luz solar se pueden distinguir dos métodos principales como ya se dijo anteriormente, estos son la fotocatalisis **heterogénea** y **homogénea**. La diferencia principal radica que en la heterogénea se usa un sólido semiconductor (TiO₂, ZnO, etc.) y en la homogénea el catalizador se encuentra disuelto en el agua que además contiene los contaminantes por lo que el catalizador y estos se encuentran en la misma fase. Se debe resaltar que el catalizador después de llevadas a cabo las reacciones, debe ser reutilizado con el mínimo de cambios, esto es un parámetro de selección para los catalizadores.

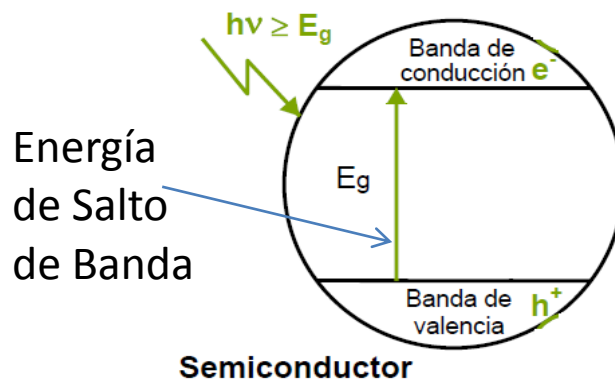
Para procesos fotocatalíticos heterogéneos, la idea principal es que el semiconductor (catalizador) sea excitado mediante los fotones provenientes de la

^{7,8} BLANCO, Julián. DESARROLLO DE COLECTORES SOLARES CPC PARA APLICACIONES FOTOQUIMICAS DE DEGRADACION DE CONTAMINANTES PERSISTENTES EN AGUA. p. 63.

⁹ *Ibíd.*, p. 69.

luz solar, los cuales deben tener energía igual o mayor al ancho de banda-gap¹⁰ E_g ($h\nu \geq E_g$). En estas condiciones se generan en el catalizador, pares electrón-hueco (e^- y h^+) como se muestra en la figura.

Figura 19. Diagrama de energía en un semiconductor en el procesos fotocatalítico

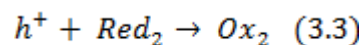
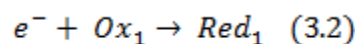
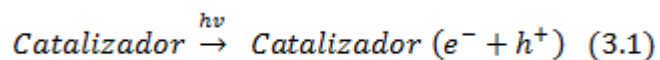


Fuente: PÓRTELA, Raquel. Eliminación fotocatalítica de H₂S en aire mediante TiO₂ soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A. Modificado por los autores.

Luego de esto los reactivos reaccionan con estos pares electrón-hueco generados, y un electrón es transferido hacia una molécula aceptora (OX₁) produciendo una reacción de reducción y por otra parte, un foto hueco llega a una molécula donadora del electrón (Red₂) la cual se oxida. Después cada ion formado producirá otros productos intermedios y finales los cuales volverán al agua. Los electrones por tanto deben ser separados por un campo eléctrico¹¹ (de ahí el termino foto-electro catálisis) para que no haya recombinaciones las cuales son del orden de nanosegundos; de esto depende en gran medida la eficiencia del proceso y que no se desperdicie energía proveniente del sol.

¹⁰ Energía necesaria para mover a un electro desde la banda de valencia hasta la de conducción

¹¹ PÓRTELA, Raquel. ELIMINACIÓN FOTOCATALÍTICA DE H₂S EN AIRE MEDIANTE TIO₂ SOPORTADO SOBRE SUSTRATOS TRANSPARENTES EN EL UV-A. p. 20.



La tabla 3 muestra los principales semiconductores utilizados como catalizadores en los procesos de fotocatalisis heterogénea con las respectivas cantidades de energía de salto de banda y la longitud de onda requerida de los fotones para lograr dicha energía de banda.

Tabla 3. Catalizadores para fotocatalisis heterogénea.

Compuesto	Energía de salto de banda (eV)	Longitud de onda correspondiente a la energía de salto de banda (nm)
Fe₂O₃	2,2	565
GaP	2,3	540
CdS	2,5	497
TiO₂	3,2	387
ZnO	3,3	390
ZnS	3,7	336

Fuente: BLANCO, Julián. Desarrollo de colectores solares cpc para aplicaciones fotoquímicas de degradación de contaminantes persistentes en agua. Modificada por los autores.

Para la selección del mejor semiconductor, se deben tener en cuenta las siguientes características¹² en el proceso fotocatalítico:

¹² PÓRTELA, Raquel. ELIMINACIÓN FOTOCATALÍTICA DE H₂S EN AIRE MEDIANTE TIO₂ SOPORTADO SOBRE SUSTRATOS TRANSPARENTES EN EL UV-A. p. 20.

- Inercia química: resistencia a la foto-corrosión, al ataque de los reactivos e insolubilidad en agua.
- Potencial redox de la banda de conducción suficientemente positivo para oxidar los hidroxilos o el contaminante directamente y potencial redox de la banda de valencia suficientemente negativo para reducir el oxígeno o la especie que se quiera reducir.
- Ancho de banda que permita la activación con luz solar, es decir, con radiación visible o UVA.
- Baja toxicidad.
- Disponibilidad a bajo costo.

Se han llevado a cabo varias pruebas para determinar cuál es el mejor semiconductor para procesos fotocatalíticos y el catalizador que ha dado los mejores resultados ha sido el dióxido de titanio¹³ (TiO₂). El ZnO (óxido de zinc) es comparable con el TiO₂, sin embargo este último posee mayor resistencia química y foto-corrosiva, además de que posee un bajo costo y es menos toxico, así que la mayoría de los procesos se han decantado por el uso del TiO₂.

Por ultimo todo proceso fotocatalítico solar se divide en los siguientes pasos:

1. Contacto de los reactivos disueltos en el agua con la superficie del catalizador.
2. Activación del catalizador por medio de luz solar.
3. Reacción de los reactivos por presencia de pares electrón-hueco.
4. Desorción¹⁴ de los productos.

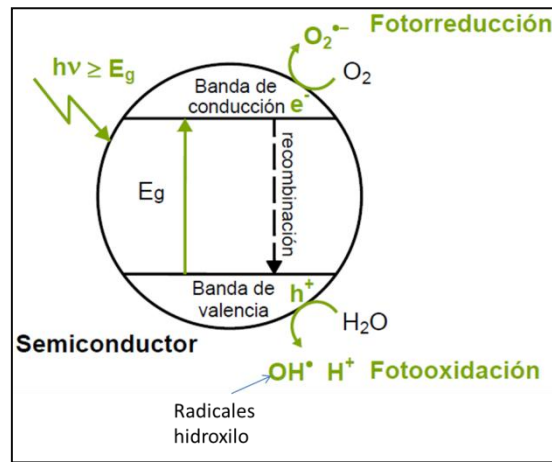
3.1.2.1 Fotocatálisis heterogénea mediante TiO₂. Este proceso de fotocatálisis consiste en el paso de un electrón desde la banda de valencia hasta la banda de conducción, como se muestra en la figura, de un catalizador en este caso el

¹³ BLANCO, Julián. DESARROLLO DE COLECTORES SOLARES CPC PARA APLICACIONES FOTOQUIMICAS DE DEGRADACION DE CONTAMINANTES PERSISTENTES EN AGUA. p. 72.

¹⁴ Desprendimiento del material del catalizador y recuperación del material en forma de nuevas sustancias degradadas.

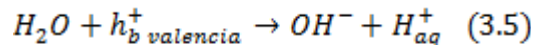
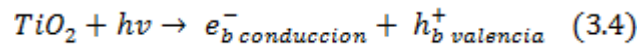
semiconductor TiO_2 , cuando radiación proveniente del sol de aproximadamente 387 nm de longitud de onda incide sobre él. En presencia de agua, se generan radicales hidroxilo (OH^\cdot), responsables en la mayoría de los casos de la oxidación¹⁵ de contaminantes orgánicos mediante ruptura progresiva de sus enlaces.

Figura 20. Esquema de fotocatalisis con TiO_2

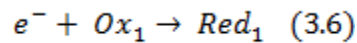


Fuente: Pórtela, Raquel. Eliminación fotocatalítica de H_2S en aire mediante TiO_2 soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A. Modificado por los autores.

Las principales reacciones del proceso que muestran la activación del catalizador, las reacciones con los reactivos para producir radicales libres y el electrón que se utilizara para la posterior producción de hidrogeno, son:



¹⁵ BLANCO, Julián. DESARROLLO DE COLECTORES SOLARES CPC PARA APLICACIONES FOTOQUIMICAS DE DEGRADACION DE CONTAMINANTES PERSISTENTES EN AGUA. p. 75



Hacer más eficiente la reacción implica no dejar que los pares electrón-hueco se recombinen y generar rápidamente reacciones entre los electrones y huecos generados y los reactivos. En la medida en que esto se lleve a cabo rápidamente las reacciones de oxidación o reducción de contaminantes serán conseguidas. Para lograr esto se han propuesto métodos de adición de reactivos que actúen como captadores de electrones, sin embargo el método que se manejara en este trabajo es la introducción de un pequeño campo eléctrico para que los electrones viajen entre electrodos, dando así lugar a la foto-electrocatalisis.

3.1.3 Proceso foto-electroquímico para producción de hidrogeno

La producción foto-electroquímica de hidrogeno se ha convertido en una de las opciones más prometedoras para la generación de combustible limpio, mediante la implementación de tecnologías de energía renovable. Fujishima y Honda¹⁶ probaron anteriormente que se puede lograr la descomposición del agua en sus elementos constituyentes utilizando una celda foto-electro catalítica con un semiconductor (TiO₂) como fotoánodo.

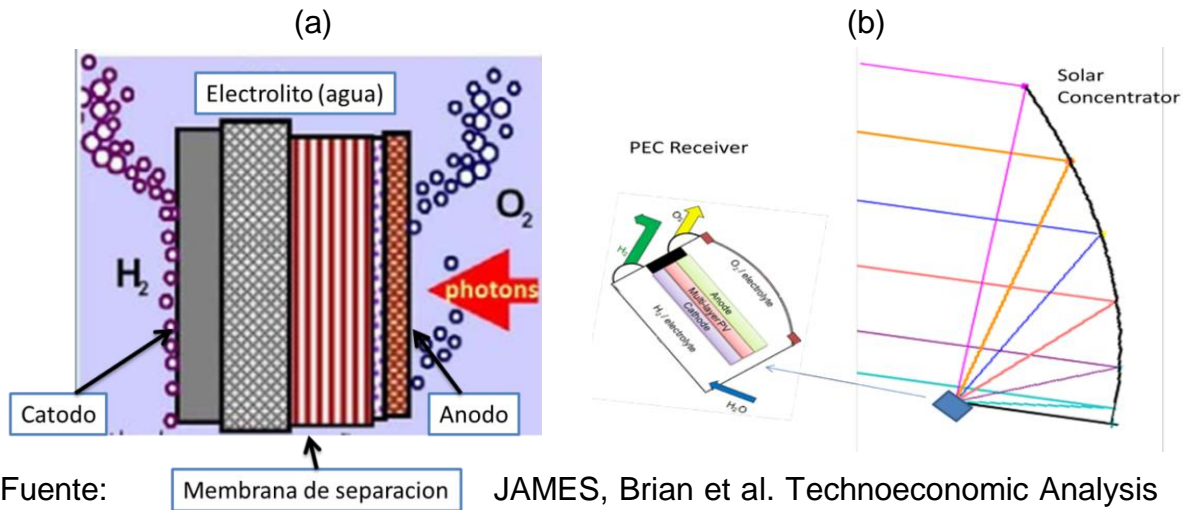
Los sistemas foto-electroquímicos usan fotones provenientes de la luz solar para excitar la superficie de un semiconductor y así inducir un voltaje suficiente para lograr la electrolisis del agua. Para lograr esto diversos estudios han sido enfocados en el desarrollo de materiales fotosensibles capaces de generar el voltaje necesario, mejorar la eficiencia cuántica del proceso, es decir la producción de electrones por fotón incidente; y la eficiencia total del proceso de incidencia de la radiación solar y la generación de hidrogeno.

Diversos reactores han sido diseñados, pero en general, un reactor foto-electrocatalítico está compuesto de un semiconductor adherido a un electrodo (fotoánodo) y conectado a este, estará un electrodo de metal a donde llegaran

¹⁶ Fujishima A, Honda K. Electrochemical photolysis of water at a semiconductor electrode. p.238.

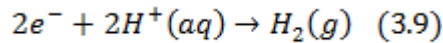
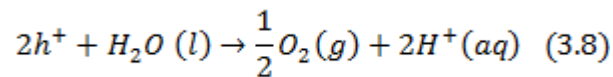
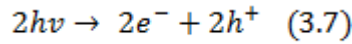
los electrones. La luz incide en el semiconductor y genera pares electrón-hueco los cuales reaccionaran con un electrolito acuoso, en este caso agua, y producirán hidrogeno y oxígeno como se observa en la figura.

Figura 21. (a) Esquema de una celda foto-electrocatalítica, (b) Representación del reactor en un colector solar.

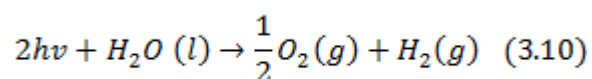


Fuente: JAMES, Brian et al. Technoeconomic Analysis of Photoelectrochemical (PEC) Hydrogen Production. 2009. Modificada por los autores

El proceso fotoelectroquímico se puede resumir en las siguientes ecuaciones¹⁷:



¹⁷ TSENG, Chung-Jen y TSENG, Chia-Lin. The reactor design for photoelectrochemical hydrogen production. p. 1.



La ecuación 3.7 representa la excitación del semiconductor en presencia de fotones (representados por la constante de Planck y la frecuencia), produciendo pares electrón-hueco. Estos pares generaran semi-reacciones como se ve en la ecuación 3.8 y 3.9; los pares hueco disociaran el agua en el fotoánodo y producirán oxígeno gaseoso e iones hidrogeno; los electrones serán conducidos al cátodo donde atraerán los iones hidrogeno y lo reducirán, produciendo hidrogeno en estado gaseoso. La ecuación 3.10 muestra la reacción general del proceso. El mínimo voltaje, al que los electrones deben viajar al catodo, necesario para llevar a cabo la reacción es 1.23 Voltios¹⁸. Sin embargo debido a las pérdidas es normal hablar de un rango de 1.5 a 1.6 voltios.

3.1.3.1 Sistemas fotocatalíticos de producción de hidrogeno actuales.

Para lograr una idea de las características y eficiencias de los sistemas de producción de hidrogeno mediante fotocatalisis se expondrán algunos ejemplos:

- La NREL (National Renewable Energy Laboratory) ha desarrollado una celdas fotoelectroquímicas de producción de hidrogeno con una eficiencia total sol-hidrogeno de 12,4%.
- Grzegorz et al. (2003) desarrollaron un sistema bajo condiciones optimizadas y lograron una eficiencia luz a hidrogeno de 12%, similar a la anterior.
- Kudo (2006) reporto una eficiencia cuántica de un sistema de 20% usando una lámpara de luz artificial de Xe de 300 Watts, y una rata de producción de hidrogeno de 944 $\mu\text{mol/h}$ para un área irradiada de 33 cm^2 , es decir un volumen de producción de 6.41 $\text{L/m}^2 \text{ h}$.

¹⁸ JAMES, Brian et al. Technoeconomic Analysis of Photoelectrochemical (PEC) Hydrogen Production. p. 22.

- Wang et al. (2011) para su sistema obtuvieron una densidad máxima de corriente para los electrones de 9.28 mA/cm^2 y la máxima eficiencia cuántica fue de 63% a 560 nm.
- Tseng et al. (2009) determinó el valor máximo de densidad de corriente para cuando todos los fotones son absorbidos y son excitados todos los electrones, es decir una eficiencia cuántica de 100%, y teniendo un semiconductor con alta potencial de salto de banda. Este valor fue $63,8 \text{ mA/cm}^2$. Determinaron además, que para el TiO_2 (aprox. 3,2 eV) y Fe_2O_3 (2,1 eV) la máxima fotocorriente fue $0,68 \text{ mA/cm}^2$ y $10,4 \text{ mA/cm}^2$ respectivamente. Para valores reales, a una temperatura de 647 K y eficiencia cuántica de 30%, se demostró que la rata de producción de hidrogeno era $7.5 \text{ L/m}^2 \text{ h}$ y $41.8 \text{ L/m}^2 \text{ h}$, y la eficiencia sol a hidrogeno de 2,71% y 14,2% para TiO_2 y Fe_2O_3 respectivamente. En este caso se puede notar que el semiconductor Fe_2O_3 da mejores resultados, pero la elección del TiO_2 por sobre otros catalizadores fue discutida anteriormente, además de que los usos y aplicación del Fe_2O_3 se encuentran todavía en experimentación.

3.1.3.2 Eficiencia y volumen de producción del proceso de generación de hidrogeno.

➤ En los sistemas de colección solar para la producción de hidrogeno mediante fotocátalisis se pueden distinguir dos tipos de eficiencia que cuantifican cuan buena es la conversión de energía dentro del sistema. Estas son:

- La eficiencia óptica
- La eficiencia general del proceso (η_{sth})

La primera es una medida de la energía solar que llega al fotoreactor después de haber incidido en la cubierta reflectora del concentrador y pasado a través de la cubierta del fotoreactor. Esta se explicará en la sección 3.2.

La segunda es la eficiencia sol a hidrogeno STH (solar to hydrogen η_{sth}) y mide el desempeño general de un sistema fotocatalítico para la producción de hidrogeno. La ecuación para el cálculo de la eficiencia η_{sth} está dada por¹⁹:

$$\eta_{sth} = \frac{QE * E_s * \Delta H_{H_2} (298 K, 1 bar)}{\Delta G_{H_2O} (T, p) * E_{in}} \quad (3.11)$$

Donde,

QE es la eficiencia cuántica

E_s es la energía del sol usada para dividir el agua, es decir la energía más grande que E_g (Energía de salto de banda del semiconductor)

ΔH_{H₂} es el poder calorífico del hidrogeno al estado estándar

ΔG_{H₂O} es la energía libre de Gibbs para la disociación del agua

E_{in} Es la energía solar total incidente

Más en detalle, la eficiencia cuántica **QE** es el porcentaje de fotones que golpean la superficie fotoreactiva de un dispositivo y producen el movimiento de electrones, es decir que la eficiencia cuántica es una medida de la sensibilidad eléctrica de un dispositivo a la luz. La eficiencia cuántica de un dispositivo solar como una celda, indica la cantidad de corriente que la celda producirá cuando sea irradiada por fotones de una longitud de onda particular, de aquí que la eficiencia cuántica sea diferente para fotones de diversa longitud de onda. La eficiencia cuántica depende de diversos factores como el tipo de catalizador usado, la composición de la solución coloidal, la cantidad aplicada al reactor y la forma en la que la radiación incide en este, es decir que la eficiencia será diferente para un reactor en el que el catalizador este esparcido en una placa plana y otro reactor en el que el catalizador este adherido a un superficie tubular. La eficiencia cuántica esperada por parte de la estudiante de maestría de

¹⁹ TSENG, Chung-Jen y TSENG, Chia-Lin. The reactor design for photoelectrochemical hydrogen production. p. 6.

Ingeniería química utilizando TiO₂ como catalizador para un reactor tubular, es de un 30%, y esto es el resultado de anteriores proyectos en la escuela de ingeniería química en donde se ha hecho el estudio con TiO₂.

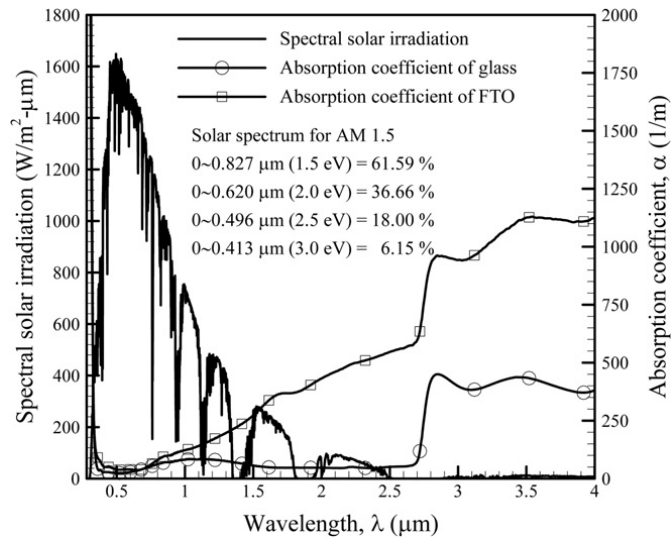
La **energía E_s** es la fracción de la radiación total proporcionada por el sol con la que se produce la activación del catalizador, esto es la energía necesaria para que se produzca el flujo de electrones. La energía **E_s** y **E_{in}** están intrínsecamente relacionadas, ya que obviamente la primera es una fracción de la energía total, y es obtenida integrando la radiación solar para las longitudes de onda que aportan una energía mayor que el ancho de salto de banda E_g, que es la energía necesaria para que los electrones pasen a la banda de conducción del material y puedan generar el flujo de corriente.

$$E = \int_0^{\lambda = \frac{hc}{E_g}} E_{\lambda} d\lambda \quad (3.12)$$

Los fotones con mayor energía que el salto de banda (Longitud de onda corta) serán absorbidos y el resto de energía es usualmente convertida en calor. En las siguientes figuras se muestra gráficamente la estimación de la energía necesaria para la disociación del agua.

En la figura 22 se puede observar que el flujo de radiación va decreciendo conforme la longitud de onda de los fotones se hace más corta y tienen mayor energía. Es por esto que para semiconductores con alta energía de salto de banda, la energía disponible sea muy pequeña, a pesar de ser los materiales que proporcionen el mayor voltaje para la electrolisis. El porcentaje de radiación de onda corta será un 6,15% para E_g=3,0 eV, que es la energía de salto de banda aproximada para el TiO₂.

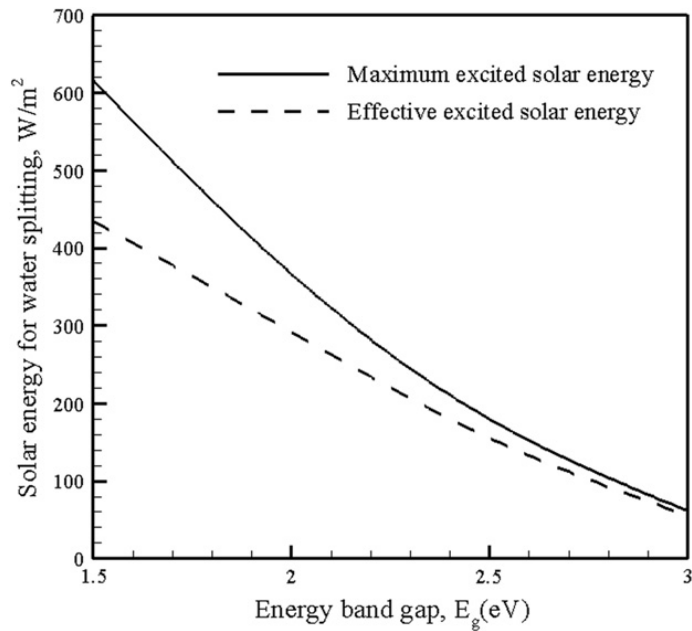
Figura 22. Espectro de radiación solar y el porcentaje correspondiente a la energía absorbida para la disociación del agua para diferentes longitudes de onda.



Fuente: TSENG, Chung-Jen y TSENG, Chia-Lin. The reactor design for photoelectrochemical hydrogen production. 2010.

Se ha dicho que los fotones con mayor energía al ancho de salto de banda (E_g) son los que inducen la activación del flujo de electrones en el catalizador, sin embargo en la realidad ocurre que el exceso de energía también se convertirá en una pérdida, ya que habrá más energía de la necesaria para mover el electrón hasta la banda de conducción. Lo anterior se aprecia en la siguiente figura. La energía restante se convertirá probablemente en calor. Debido a esto se tiene la energía de excitación máximo para un E_g y una energía efectiva para el mismo. La energía máxima y efectiva para la disociación del agua para $E_g=3,0$ eV son $61,5 \text{ W/m}^2$ y $55,7 \text{ W/m}^2$ respectivamente.

Figura 23. Energía máxima y efectiva de disociación del agua para diferentes energías de salto de banda.



Fuente: TSENG, Chia-Lin et al. Thermodynamic analysis of a photoelectrochemical hydrogen production system. 2009.

➤ La tasa volumétrica de producción de hidrogeno Φ , es calculada de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{QE * E_s}{\Delta G_{H_2O}(T,p)} * 3600 s * 22,4 L \quad (3.13)$$

Los valores numéricos son factores de conversión para expresar la producción de hidrogeno en $L/m^2 h$.

3.1.3.3 Factores que influyen en la producción de hidrogeno.

Existen diversos factores que influyen en el desempeño de la reacción que produce el hidrogeno, y son determinantes en el cálculo de la eficiencia general

del proceso sol-hidrogeno y en el volumen de producción de hidrogeno. En términos generales, los semiconductores con alta energía de salto de banda producirán mayor voltaje para la electrolisis, sin embargo la energía disponible para estas longitudes de onda (387 nm para el TiO_2) es menor y a causa de esto en la realidad producen una menor fotocorriente que semiconductores con menor salto de banda²⁰, de aquí que sea de especial atención el espectro de radiación solar y la energía disponible en el rango de longitud de onda específico.

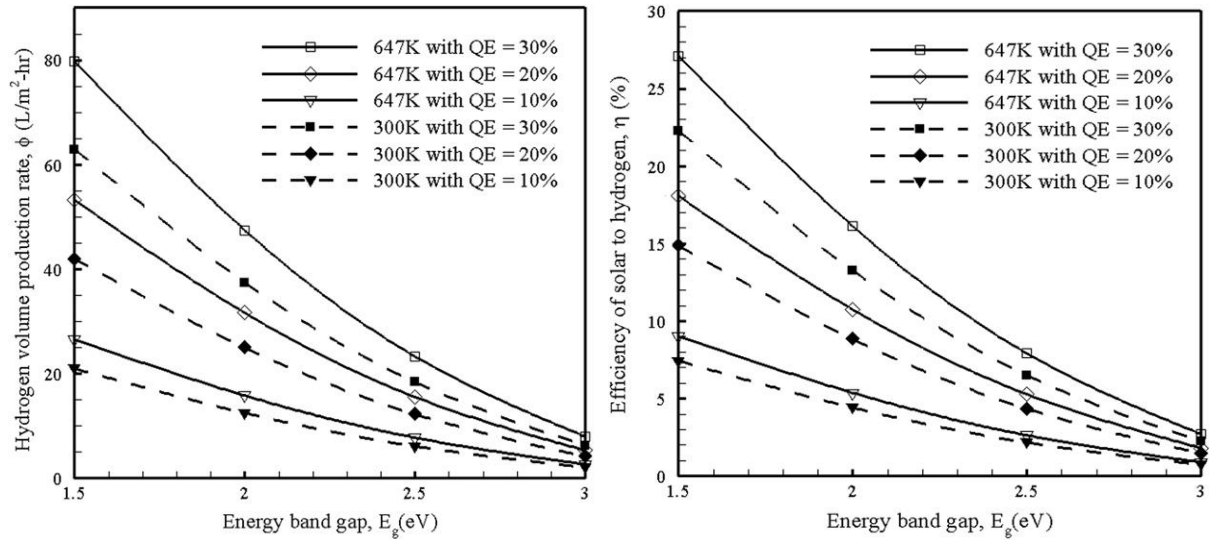
Según otros estudios realizados por Tseng et al. (2009, 2010) la temperatura del proceso juega también un rol importante en la medida que a mayor temperatura la energía libre de Gibbs disminuye, es decir la energía necesaria para dividir el agua disminuye, y por tanto el proceso se vuelve más eficiente para una misma cantidad de energía incidente y eficiencia cuántica. El estudio realizado por Tseng estuvo centrado en aprovechar los rayos incidentes de longitud de onda corta los cuales serán absorbidos y convertidos en electrones y voltaje, y no desaprovechar la energía de longitud de onda larga la cual ayudara a calentar el reactor. Sin embargo el aumento en eficiencia máximo que puede lograrse por un aumento de la temperatura es 21,2%²¹.

Otros factores que influyen en el proceso y que se pueden notar claramente en las ecuaciones de eficiencia y volumen de producción de hidrogeno son la eficiencia cuántica **QE**, la energía disponible **Es**, que serán brevemente analizados con las siguientes graficas a continuación:

²⁰ Tseng et al. (2009) determino que para el TiO_2 (3,2eV) y el Fe_2O_3 (2,1eV) la máxima fotocorriente era 0,68 mA/cm² y 10,4 mA/cm² respectivamente.

²¹ TSENG, Chia-Lin et al. Thermodynamic analysis of a photoelectrochemical hydrogen production system. 2009. p. 2.

Figura 24. Máximo volumen y eficiencia teóricos de producción de hidrogeno teórico para 300K y 647K, con diferentes eficiencias cuánticas y para 1000 W/m².

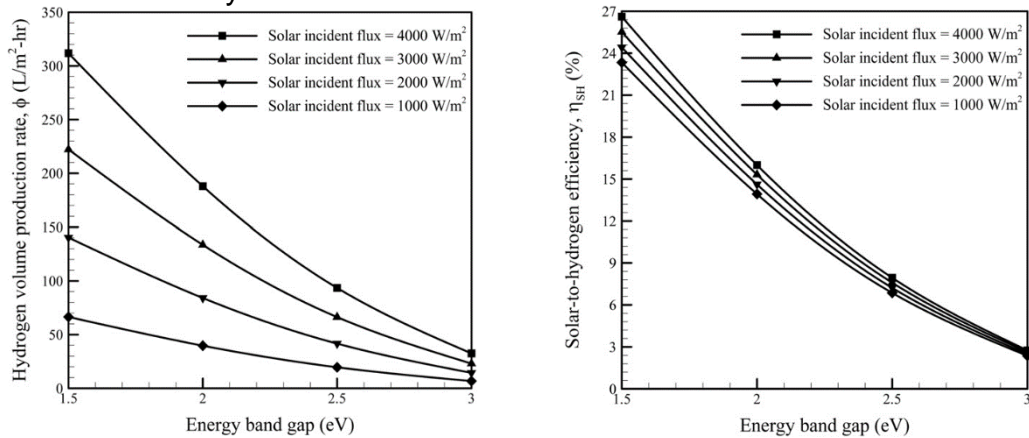


Fuente: TSENG, Chia-Lin et al. Thermodynamic analysis of a photoelectrochemical hydrogen production system. 2009.

Como se muestra en la figura 24, tanto el volumen de producción como la eficiencia del proceso disminuyen cuando la energía de salto de banda aumenta, esto debido a la disminución de radiación disponible de longitud de onda corta de alta energía. Se puede observar en la figura de la izquierda que la temperatura del proceso influye positivamente en la producción de hidrogeno, así como también el aumentar la eficiencia cuántica. Para una misma energía de salto de banda, digamos de 2,5 eV, eficiencia cuántica de 30% y variando la temperatura desde 300K hasta 674K el volumen de producción aumenta de 20 L/m² h a 25 L/m² h. Sin embargo para una misma temperatura la mejora de producción de hidrogeno es más significativa con el cambio en la eficiencia cuántica, por ejemplo para 2,5 eV, 647K y variando la eficiencia cuántica de 20 a 30% el volumen de producción va de 18 L/m² h a 26 L/m² h aproximadamente, por lo que la mejora en la eficiencia cuántica del reactor resulta más influyente que el aumento de temperatura. Esta misma situación se da para la eficiencia general del proceso sol-hidrogeno como se muestra en la figura de la derecha.

Por último, el **flujo de radiación** es otro factor de gran influencia en el proceso. A mayor cantidad de flujo de radiación, usando un sistema concentrador, habrá más energía de longitud de onda corta disponible para la disociación de agua, además que la energía restante provocara el aumento de temperatura, por tanto habrá una mejora en la eficiencia y volumen de producción del proceso. Esta tendencia puede ser observada en la siguiente figura.

Figura 25. Volumen y eficiencia de producción de hidrogeno para diferentes flujos de radiación y eficiencia cuántica de 30%.



Fuente: TSENG, Chung-Jen y TSENG, Chia-Lin. The reactor design for photoelectrochemical hydrogen production. 2010.

De la imagen de la derecha, con un flujo de radiación de 1000 W/m^2 para el TiO_2 (aprox. 3 eV) y $QE=30\%$ se obtiene una eficiencia $\eta_{stH}=2,3\%$; por su parte a 4000 W/m^2 la eficiencia pasa a ser 2,6%, presentando una mejora del 13% con el aumento de radiación.

De todo lo anterior se puede observar que la mejoría de implementar un sistema de concentración no es mucha, sin embargo para la investigación y la experimentación en la producción de hidrogeno resulta importante. Pese a esto, hay que resaltar que las principales limitaciones radican en el apropiado diseño

del reactor, en la mejoría de la eficiencia cuántica del proceso QE, y en la investigación de la influencia de la temperatura.

3.2 GEOMETRÍA Y EFICIENCIA ÓPTICA DE UN CONCENTRADOR CILINDRO-PARABÓLICO

El desempeño de un sistema de concentración para fotocátalisis solar depende en gran medida de un factor importante como lo es la eficiencia de la reacción química de producción de hidrogeno que se lleva a cabo en el fotoreactor ubicado en el foco lineal del sistema de concentración cilindro parabólico. Esto es la eficacia de la conversión de fotones de radiación solar de longitud de onda corta en el rango UV en volumen de producción de hidrogeno. Sin embargo, otro factor determinante en el desempeño de un sistema de este tipo es la **eficiencia óptica** del concentrador solar que mide la cantidad de radiación real que llega al fotoreactor después de incidir sobre la cubierta reflectora y atravesar el tubo dentro del cual se llevan a cabo las reacciones químicas.

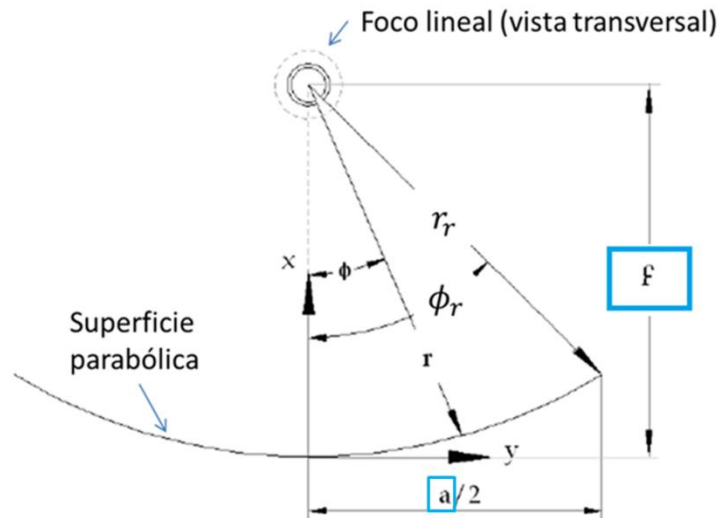
La eficiencia óptica depende en gran medida de cuatro factores principales:

1. Los parámetros geométricos con los cuales sea diseñado el sistema.
2. Propiedades ópticas de los materiales.
3. El sistema de seguimiento solar.
4. Pérdidas en el área efectiva de captación.

3.2.1 Parámetros geométricos de un concentrador cilindro parabólico

La figura que se muestra a continuación pertenece al corte transversal de un concentrador cilindro parabólico. En ella se pueden observar las diferentes características y parámetros que serán utilizados en las ecuaciones que describirán geométricamente la parábola y el tubo absorbedor.

Figura 26. Sección transversal de un concentrador parabólico en coordenadas x,y .



Fuente: Solar Engineering of Thermal Process. J. Duffie and W. Beckman.1991.Modificada por los autores.

La forma de la parábola de la superficie reflectora en las coordenadas mostradas en la figura, y el factor de concentración (para una misma longitud de cubierta parabólica y tubo) están dados por las ecuaciones:

$$y^2 = 4fx \quad (3.14)$$

$$C = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{recibidor}}} = \frac{a}{\pi D} \quad (3.15)$$

Donde f es la distancia desde la línea focal hasta el vértice de la parábola, a es la apertura del colector y D el diámetro del tubo absorbedor.

ϕ_r es el ángulo máximo desde la vertical al borde de la parábola y r_r corresponde al radio máximo de la parábola en la posición del ángulo máximo. Para cualquier punto de la parábola el radio r está definido por la ecuación:

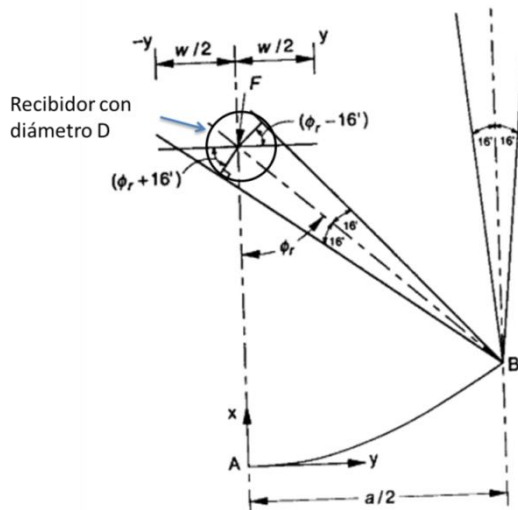
$$r = \frac{2f}{1 + \cos\phi} \quad (3.16)$$

Φ_r estará definido por la ecuación,

$$\phi_r = \tan^{-1} \frac{8 \left(\frac{f}{a}\right)}{16 \left(\frac{f}{a}\right)^2 - 1} = \text{sen}^{-1} \left(\frac{a}{2r_r}\right) \quad (3.17)$$

Debido a que los rayos provenientes del sol no son perfectamente paralelos entre sí, si no que forman un cono angular de ancho $0,53^\circ$ o semiángulo $0,267^\circ$ ($16'$), la imagen formada en el foco será función de este cono de radiación que incide en la superficie reflectora. La siguiente figura muestra como el rayo incidente reflejado en el borde de la cubierta de la parábola reflectora, determina el diámetro de un receptor cilíndrico.

Figura 27. Imagen de un concentrador parabólico



Fuente: Solar Engineering of Thermal Process. J. Duffie and W. Beckman.1991.
Modificada por los autores.

El diámetro mínimo de un receptor cilíndrico que intercepte toda la radiación reflejada estará dado por,

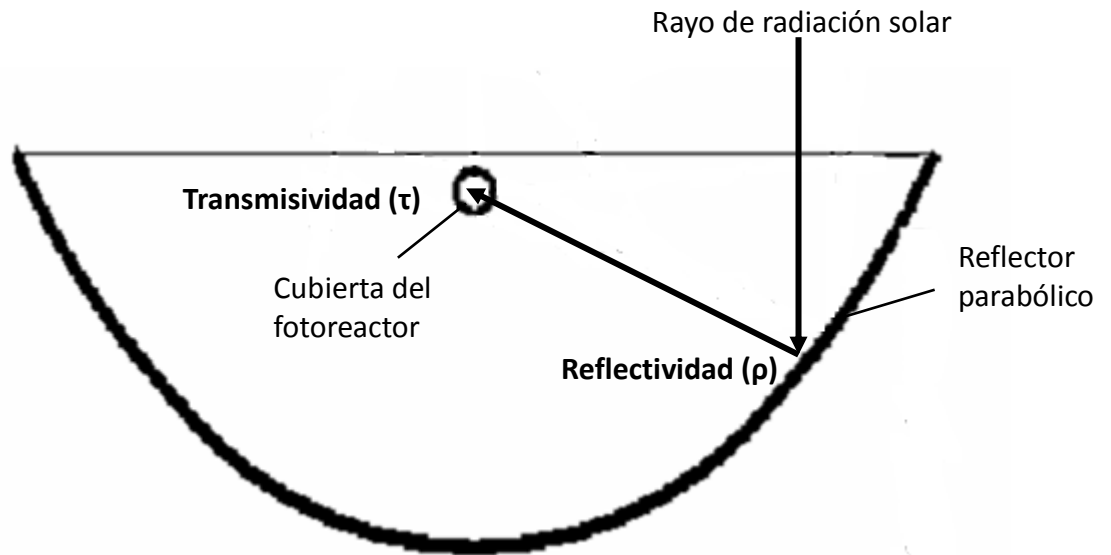
$$D_{min} = 2 r_r \sin(0,267) = \frac{a * \sin(0,267)}{\sin \phi_r} \quad (3.18)$$

De los parámetros anteriores y de las ecuaciones que determinan los mismos, se puede notar que la relación **f/a** determina la geometría de la cubierta parabólica, ya que en función de ella se pueden calcular las demás características como el diámetro del receptor cilíndrico y por tanto la concentración que depende del área del receptor y el área de apertura del concentrador. Con base a esto se puede determinar teóricamente cual sería la relación f/a más adecuada, sin embargo al final los resultados estarán sujetos a los parámetros de diseño que se hayan seleccionado con anterioridad en los objetivos del proyecto.

3.2.2 Propiedades ópticas de los materiales

Los materiales cuyas propiedades ópticas son de vital importancia para la determinación de la eficiencia óptica son la cubierta reflectora y el tubo absorbedor en el cual estará contenida la reacción química. En la cubierta reflectora la propiedad óptica importante será la **reflectividad (ρ)** de la superficie; y para el tubo absorbedor la **transmisividad (τ)** es la propiedad a tener en cuenta. Mide la fracción de radiación que se transmite a través del tubo de vidrio y llega al catalizador.

Figura 28. Reflectividad y transmisividad en el recorrido de los rayos solares.



Fuente: Autores.

- La reflectividad ρ determinara la proporción de radiación que es reflejada y redirigida al foco lineal. Es debida a las imperfecciones en el material de la cubierta, pero también depende de la longitud de onda incidente, no habiendo la misma reflectividad en todo el espectro. Valores típicos de este coeficiente están alrededor de 90%.
- La transmisividad τ , mide la fracción de radiación que se transmite a través del tubo de vidrio y llega al catalizador. Estará dada por las propiedades inherentes para cada material. También depende de la longitud de onda del espectro de radiación incidente.

El estudio de estas dos propiedades ópticas será llevado a cabo con más profundidad en secciones posteriores y se mostrará la gran importancia de estas en la selección de los materiales para la cubierta reflectora y el tubo absorbedor, influyendo así en el resultado final del proceso.

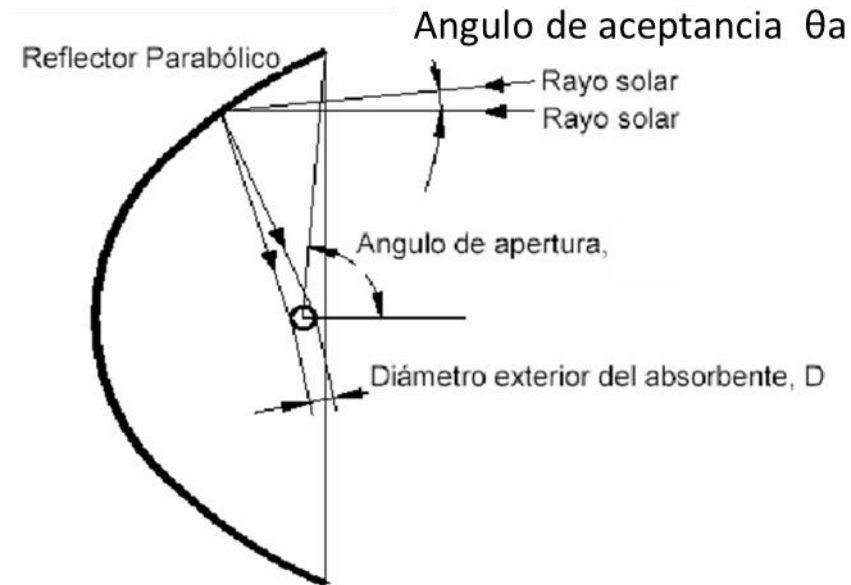
3.2.3 Seguimiento solar

El sistema de seguimiento solar utilizado será también influyente en el cálculo de la eficiencia óptica, esto porque en sistemas como los colectores cilindro-parabólicos el ángulo de incidencia de la radiación solar con respecto a la normal del área de apertura del colector, influye en las características ópticas de los materiales como la transmisividad y la reflectividad, y también influye en la radiación que se redirige al foco lineal ya que para estos sistemas, el máximo de energía captada en el tubo absorbedor se encuentra cuando los rayos de radiación son paralelos a la normal del área de apertura. Los parámetros que dependen del sistema de seguimiento solar, son el ángulo de aceptación, el factor de interceptación y el ángulo de incidencia.

- El **ángulo de aceptación (θ_a)** es²² el ángulo máximo que pueden formar dos rayos incidentes en el plano axial del concentrador que reflejados intercepten el área del receptor cilíndrico. De forma inversa, determinara el diámetro mínimo para que los rayos cónicos provenientes del sol con ángulo $0,267^\circ$ sean interceptados. De optar por el diámetro mínimo, este sería el ángulo de aceptación, pero al final dependerá del diámetro de receptor cilíndrico que se seleccione. La figura siguiente muestra un esquema del ángulo de aceptación.

²² SILVA, Manuel. Sistemas termosolares de concentración. 2004. p. 11.

Figura 29. Angulo de aceptación para un concentrador cilindro parabólico (plano axial).



Fuente: Sistemas termosolares de concentración. Silva, Manuel. 2004.

Los sistemas de concentración parabólica actuales tienen ángulo de aceptación inferior a 1° y necesitan sistemas de seguimiento solar precisos que puedan seguir la orientación de los rayos del sol con una resolución menor al ángulo de aceptación del colector, de no ser así una mayor fracción de la radiación incidente en la apertura, no podrá ser captada en el receptor. Los sistemas de seguimiento solar usados actualmente tienen una precisión de $0,25^\circ$.

- **F_y** , es el **factor de interceptación** y mide la fracción de radiación solar reflejada por la cubierta reflectora que no alcanza la superficie del receptor cilíndrico y depende del tamaño del receptor, de la geometría, de los errores ópticos de la parábola reflectora y variaciones en la difusión de la radiación solar. Se habló anteriormente del diámetro mínimo para interceptar toda la radiación reflejada por la cubierta, sin embargo este es teórico y en la realidad la fracción interceptada dependerá de las características finales del sistema.

El cálculo de este parámetro supera el alcance de este trabajo de grado, sin embargo se han establecido experimentalmente ecuaciones. El factor de interceptación está dado por la siguiente ecuación,

$$F\gamma = 1 - e^{-\left(h \frac{r}{r_r}\right)^2} \quad (3.20)$$

Donde r es el radio del receptor cilíndrico y r_r es el radio máximo de la parábola, h es el coeficiente normal de distribución de flujo en el foco del concentrador dado por la ecuación,

$$h = \frac{I_{max} * a * \sqrt{\pi}}{2} \quad (3.21)$$

La densidad de flujo máxima concentrada I_{max} , se calcula de la forma:

$$I_{max} = \frac{I * \rho}{\pi} \quad (3.22)$$

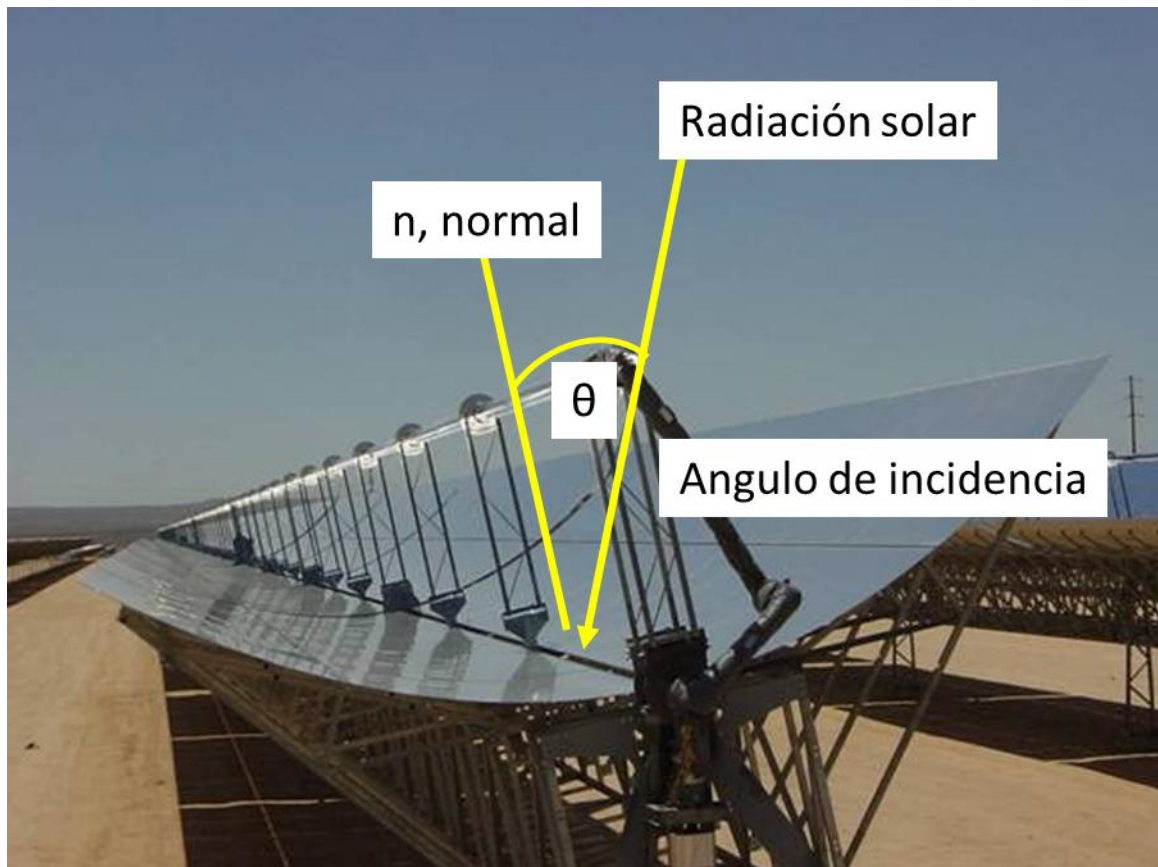
Donde I es el flujo de radiación promedio y ρ la reflectividad de la cubierta reflectora.

El factor de interceptación está relacionado al ángulo de aceptación ya que el factor de interceptación será aproximadamente uno cuando el ángulo formado entre la normal del plano de apertura del concentrador y el rayo de radiación solar este dentro de los valores del ángulo de aceptación en el plano axial. Esto se asegura mediante el control de seguimiento solar.

- El **ángulo de incidencia (θ)** es el ángulo formado entre la normal del plano de apertura del concentrador solar y el rayo incidente de radiación solar. Este ángulo de incidencia depende del tipo de seguimiento solar utilizado en el sistema: Para un sistema con seguimiento en dos ejes el ángulo de incidencia sería cero, sin embargo para un sistema con seguimiento en un solo eje con

corrección horaria este-oeste es inevitable que se forme un ángulo de incidencia en el plano longitudinal del concentrador y que varía conforme el día transcurre.

Figura 30. Angulo de incidencia en los sistemas de concentración parabólico.



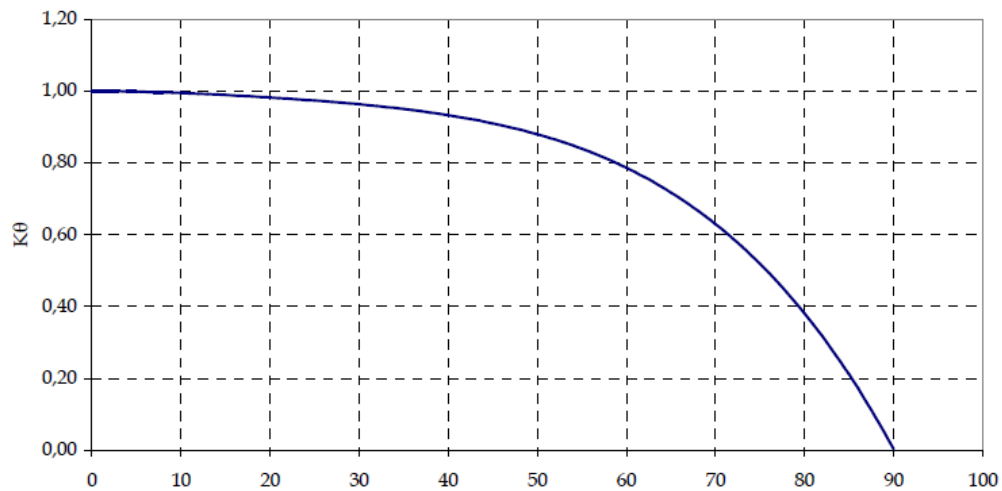
Fuente: Schott, sistemas de concentración parabólicos. Modificada por los autores.

La formación del ángulo de incidencia origina el **coeficiente de corrección del ángulo de incidencia K_{θ}** que mide el efecto del ángulo de incidencia en la transmisividad del receptor cilíndrico y la cubierta reflectora. Los valores de reflectividad y transmisividad mencionados anteriormente se determinan para un

ángulo de incidencia de 0° y luego este factor los modifica de acuerdo al ángulo de incidencia. Esta determinado experimentalmente bajo la ecuación²³,

$$K_{\theta} = 1 - 6,74 * 10^{-5} * \theta^2 + 1,64 * 10^{-6} * \theta^3 - 2,51 * 10^{-8} * \theta^4 \quad (3.23)$$

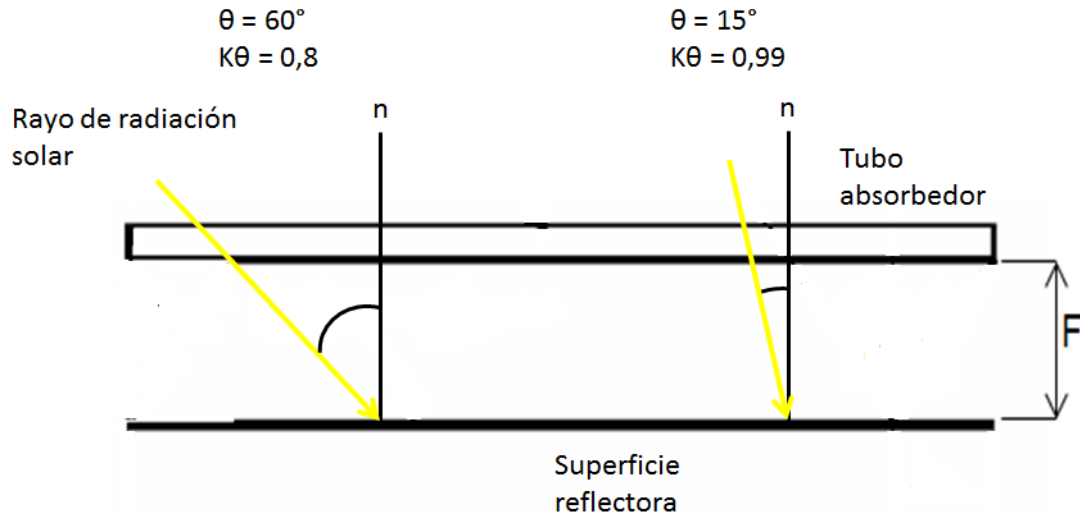
Figura 31. Factor de corrección del ángulo de incidencia.



Fuente: Solar Engineering of Thermal Process. J. Duffie and W. Beckman.1991.
Modificado por los autores.

²³ Gaul y Rabl (1980), datos de experimentación.

Figura 32. Angulo de incidencia con sistemas de seguimiento en un eje (vista longitudinal).



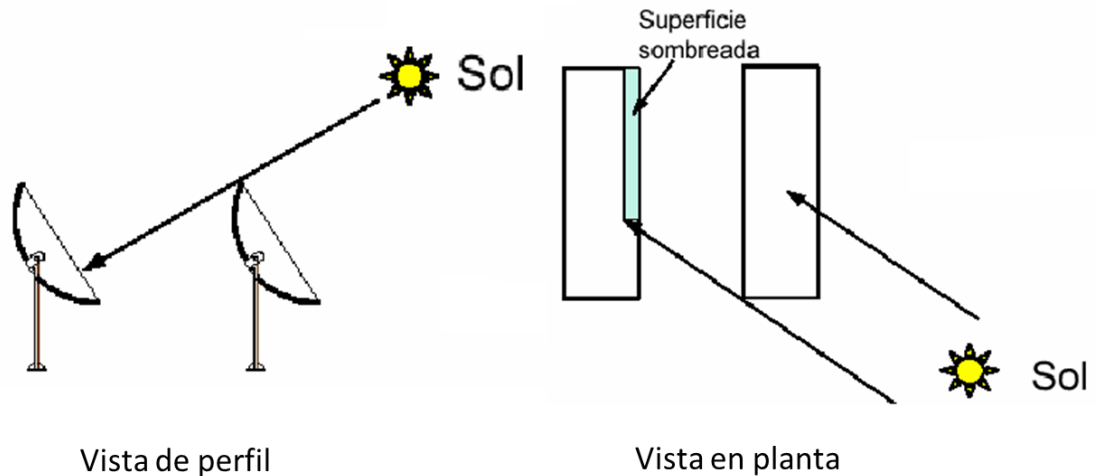
Fuente: Autores

3.2.4 Pérdidas en el área efectiva de captación

Las pérdidas en el área efectiva de captación del concentrador se deben principalmente a la posición relativa de varios concentradores y las características del seguimiento solar.

Las pérdidas de área efectiva de captación debidas a la posición relativa de varios concentradores ocurre por la sombra producida por algunos colectores en otros colectores adyacentes. Esta sombra dependerá del ángulo de incidencia de los rayos del sol y la distancia entre cada concentrador, siendo menor entre más distancia haya entre concentradores. Este factor de pérdida es considerable en plantas con gran número de colectores.

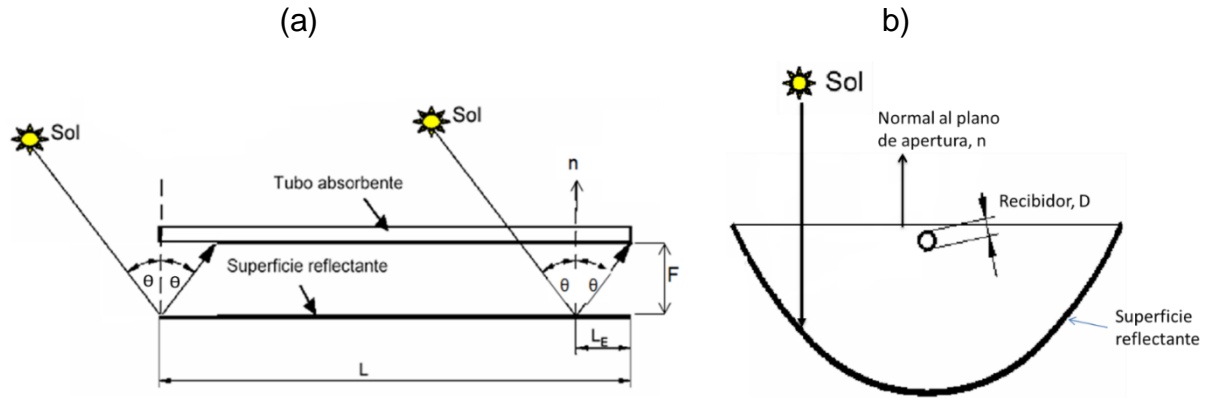
Figura 33. Pérdida geométrica por sombra en concentradores paralelos



Fuente: Sistemas termosolares de concentración. Silva, Manuel. 2004.

Las pérdidas de área efectiva debido al seguimiento solar tienen que ver con la imagen proyectada de los rayos solares en el tubo receptor después de haber sido reflejados en la cubierta reflectora y depende del ángulo de incidencia. Para un sistema de seguimiento en dos ejes que pueda reducir el ángulo de incidencia solar θ (formado entre el rayo incidente y la normal al plano de apertura) a 0° no habrá este tipo de pérdida geométrica. Sin embargo, los seguimientos en un solo eje, debido a que durante el día el concentrador solo podrá seguir el sol en ese eje, digamos este-oeste con el concentrador alineado norte-sur, no se podrá seguir los rayos incidentes en elevación por tanto habrá un ángulo de incidencia resultante, pero los rayos siempre estarán alineados con el eje axial del concentrador. El ángulo resultante producirá una pérdida de área de reflexión efectiva en los extremos del concentrador. La siguiente figura muestra el comportamiento mencionado.

Figura 34. Angulo de incidencia en concentrador con seguimiento solar axial. (a) Corte longitudinal. (b) Corte longitudinal.



Fuente: Sistemas termosolares de concentración. Silva, Manuel. 2004. Modificada por los autores.

Donde L es la longitud del concentrador, θ es el ángulo de incidencia y F es la distancia focal. El área de colector SE que se pierde por el angulo de incidencia viene expresada por las ecuaciones:

$$SE = a * L_E = a * F_m * \tan \theta \quad (3.24)$$

$$F_m = F + \frac{a^2}{48 * F} \quad (3.25)$$

Donde a es el diámetro de apertura de la parábola y F_m es la distancia media entre la superficie de la parábola y el tubo absorbedor dentro de una misma sección transversal del colector.

Se puede observar de las figura 34(a) que la radiación que refleja el tramo de la sección denominada L_e no intercepta el tubo absorbedor, y que corresponde en el otro extremo a la longitud del tubo que no es iluminada, por tanto se pierde área efectiva de reflexión del concentrador. Además también se puede observar de (b) que visto de un corte transversal el rayo no generaría ángulo de incidencia

en ese plano para un seguimiento solar axial, sin embargo en la vista longitudinal si habría ángulo de incidencia.

Además de estas pérdidas de área efectiva por sombra también habría que anotar los efectos de los soportes del fotoreactor, las mangueras y demás componentes que interfieran con el paso de la radiación solar, sin embargo en el presente trabajo se trabajara solo con la pérdida de área efectiva por ángulo de incidencia.

3.2.5 Eficiencia óptica del concentrador

Debido a que los sistemas concentradores proyectan una imagen focal conforme la radiación incide en el área apertura y es reflejada por una cubierta parabólica, la energía útil del sol será una función de la eficiencia con la que este sistema reflector pueda redirigir la radiación, así como otros factores tales como la cantidad de energía de cierta longitud de onda que pasa a través del receptor y el ángulo de radiación incidente con el que los rayos solares llegan a este. La eficiencia óptica del sistema constituye uno de los parámetros más importantes del diseño de los concentradores y da una idea del rendimiento del sistema.

Para el cálculo de la eficiencia óptica primero se lleva a cabo la determinación de la radiación absorbida teniendo en cuenta pérdidas por sombra. Esta está determinada por la ecuación,

$$S = I_b * \rho * \tau * F_y * K_\theta * A_a \quad (3.26)$$

Donde,

- I_b es el flujo de radiación directa proveniente del sol que incide en el área de apertura del colector.
- A_a , es el área de apertura efectiva del concentrador teniendo en cuenta pérdidas por sombra debido al ángulo de incidencia.
- ρ , es la reflectividad de la superficie del concentrador parabólico.

- τ , es la transmisividad de la cubierta del receptor.
- F_y , Es el factor de interceptación
- K_θ , Es la corrección por ángulo de incidencia.

El área de apertura efectiva haría parte del ítem de pérdida de área efectiva del concentrador y la geometría con la que se diseña el sistema; la reflectividad y la transmisividad estarían comprendidas por las propiedades ópticas de los materiales; y los factores de interceptación y corrección por ángulo de incidencia serían elementos resultantes del seguimiento solar.

La eficiencia óptica finalmente estaría dada por la ecuación:

$$\eta_{optica} = \frac{S}{I_b} = \rho * \tau * F_y * K_\theta \quad (3.27)$$

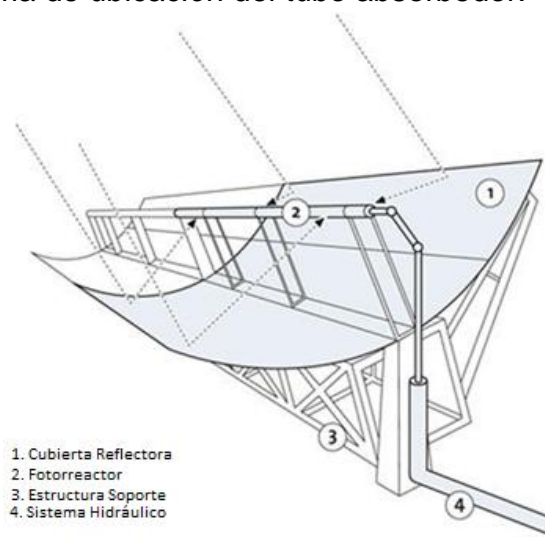
3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA CCP PARA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Para poder comprender de una mejor forma el funcionamiento de un concentrador cilindro parabólico a continuación se presentará cada uno de los sistemas por separado, y los factores esenciales a la hora de realizar el diseño de este. Los componentes principales del concentrador cilindro-parabólico son:

- ✓ **El reactor fotoquímico**, el cual se compone del tubo absorbedor, los electrodos y demás elementos internos del sistema.
- ✓ **El sistema de concentración**, que cuenta con la superficie reflectora y el soporte parabólico.
- ✓ **Los sistemas auxiliares**, entre los cuales está el seguimiento solar, el sistema hidráulico, el sistema de monitoreo y adquisición de datos y el sistema de separación de hidrógeno.

La figura 35 muestra algunos de estos sistemas.

Figura 35. Esquema de ubicación del tubo absorbedor.



Fuente: Sistemas termosolares de concentración. Silva, Manuel. 2004.
Modificada por los autores.

3.3.1 Reactor Fotoquímico

3.3.1.1 Tubo Absorbedor

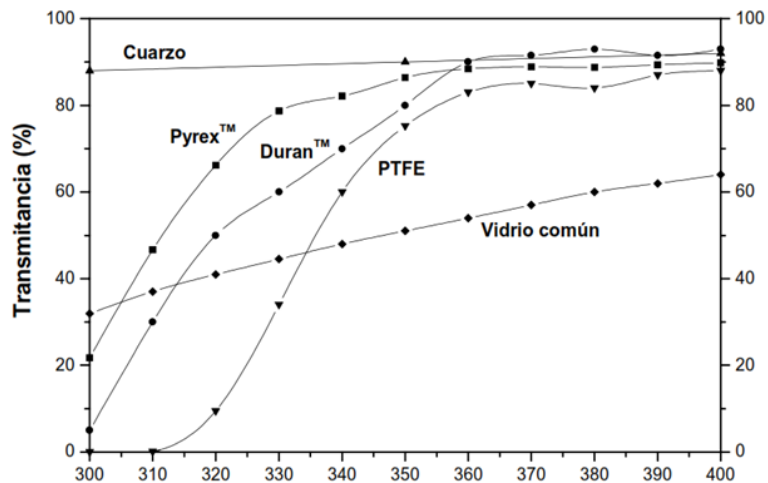
Este componente del fotorreactor es el que se encarga de la transmisión de la radiación solar que ha sido reflejada por la cubierta parabólica hacia el componente del reactor que lo absorbe (fotoánodo), además de actuar como cubierta protectora del reactor y servir de contenedor para el agua que inunda el reactor. La selección de la material apropiado para este componente ayudara a garantizar una buena transmisividad de luz en el espectro UV desde el tubo hasta el catalizador encontrado en el fotoánodo.

Las características esenciales que debe tener este material son la resistencia ante la degradación química y alta transmisividad en longitud de onda UV. Como posibles materiales se encuentran los fluoropolímeros (buena resistencia, alta transmisibilidad e inertes químicamente), materiales acrílicos, varios tipos de vidrio (con bajo contenido de hierro ya que este absorbe luz UV) y el cuarzo,

considerado el mejor material pero a la vez el más costoso y por tanto inconveniente para la implementación práctica.

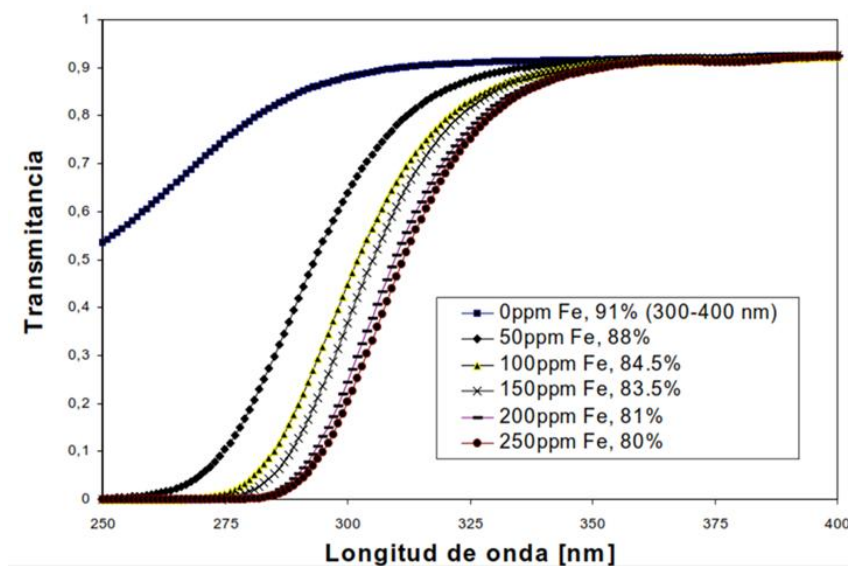
Los materiales plásticos se presentan como la opción más indicada, ya que presentan buenas características de transmisión de luz UV, resistencia química y térmica y además se pueden encontrar en forma tubular. Sin embargo, hay que tener especial cuidado en el diseño de la tubería cuando se requieran valores medios o elevados de presión debido a la falta de rigidez del material. El vidrio con bajo contenido en hierro es otra opción adecuada, como se puede ver en la figura 37.

Figura 36. Transmitancia de diferentes materiales válidos para reactores fotocatalíticos.



Fuente: Diseño de reactores para fotocatalisis: evaluación comparativa de las distintas opciones (Blanco, Malato, Sánchez y Cardona).

Figura 37. Influencia de la concentración de hierro en la transmitancia espectral de un fotoreactor tubular de vidrio.



Fuente: Schott-Rohrglas GmbH, Alemania.

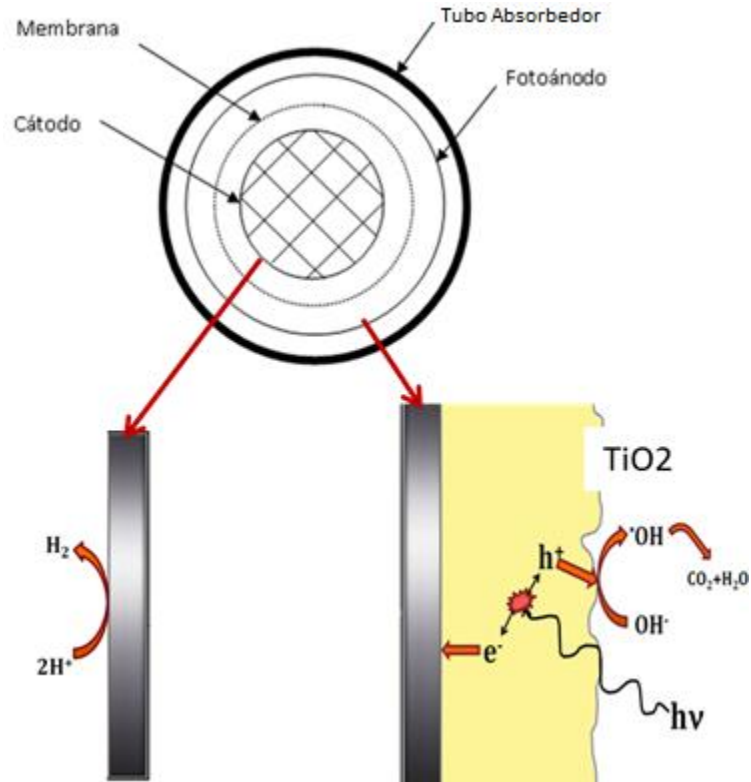
3.3.1.2 Componentes Internos Del Fotorreactor

El diseño del reactor fue previamente realizado por estudiantes de maestría de Ingeniería Química como propuesta del estudio de la factibilidad de producción de hidrogeno a partir de la foto-electrocatalisis solar.

Como se explicó anteriormente, el fotorreactor contara con un fotoánodo en el que se encontrara el catalizador, en este caso TiO_2 , que reaccionara con los fotones de longitud de onda UV proveniente del sol produciendo un flujo de electrones hacia el catodo, en el cual se producirá el hidrogeno. La conexión para el flujo de electrones entre el cátodo y el fotoánodo deberá ser suministrada en el diseño de los cabezales. Además, el fotorreactor contara con una membrana que permite el intercambio iónico para cerrar el circuito pero no deja mezclar el gas hidrogeno con gases formados en el cátodo. Por ultimo en la capa más externa estará el tubo receptor. El agua pasara por todos los compartimientos a ambos lados de la membrana de separación. En el presente

trabajo se realizara el diseño y construcción de los cabezales para garantizar el montaje del fotoreactor diseñado.

Figura 38. Vista de corte del fotoreactor.



Fuente: Autores

3.3.2 Sistema De Concentración

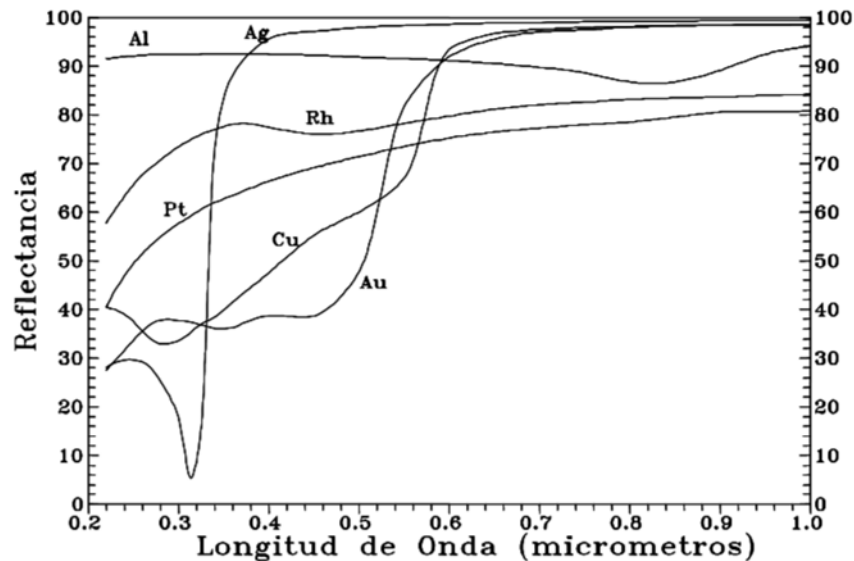
3.3.2.1 Superficie Reflectora

La superficie reflectora está compuesta por un material que sea altamente efectivo para la reflexión ultravioleta para evitar pérdidas ópticas y reflejar la luz eficientemente hacia el fotoreactor.

Dado que en el caso de aplicaciones de fotocatalisis solar para la producción de hidrógeno y descontaminación del agua para la cual va a ser diseñada este sistema, interesa especialmente reflejar longitudes de onda entre 300 y 400 nanómetros, la plata usada para espejos convencionales no resulta conveniente

como elemento base para la reflexión ya que refleja mejor la radiación en longitudes de onda visibles, como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 39. Reflectancia espectral de diferentes superficies metalizas.



Fuente: Desarrollo que colectores CPC para aplicaciones fotoquímicas de degradación de contaminantes persistentes en agua. Julian Blanco. 2003.

De la figura anterior también se puede ver que los espejos basados en aluminio son la mejor opción ya que este es el único elemento que posee una elevada reflectancia en el espectro ultravioleta.

Además de las características ópticas requeridas en los materiales para la superficie reflectora, existen otras condiciones ideales de una superficie reflectiva para aplicaciones de fotocatalisis solar y que son de especial atención:

- Durabilidad aceptable bajo condiciones de intemperie.
- Costo razonable.

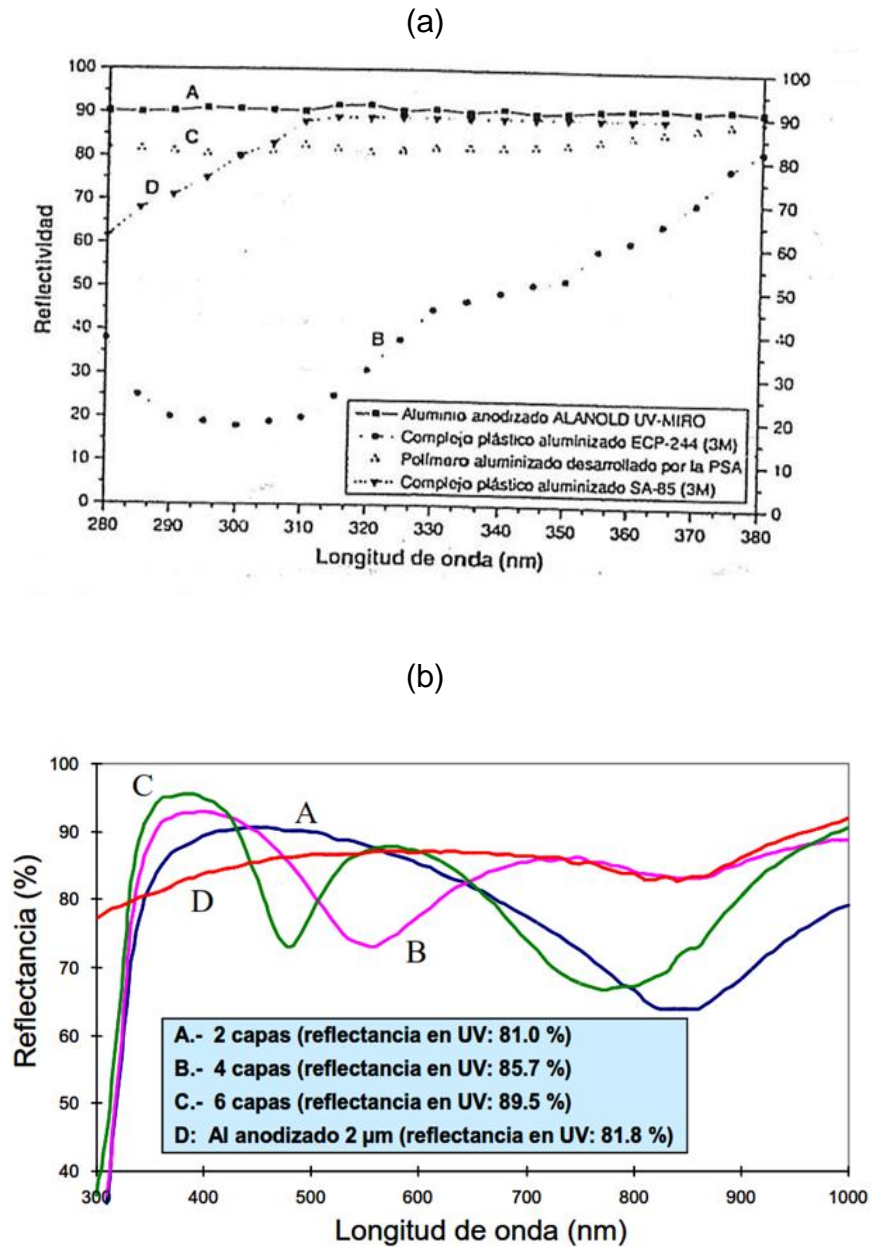
Las superficies actualmente disponibles que resuelven el problema y que se ajustan a los requerimientos expuestos son las **películas aluminizadas** de elevadas características de transmitancia y resistencia; **superficies de aluminio** anodizadas y electropulidas, y una tercera posibilidad es el uso de técnicas **sol-**

gel para proteger al aluminio de las condiciones externas de intemperie. Las películas aluminizadas consisten en superficies flexibles tipo “sándwich” compuestas de tres partes: plástico-aluminio-plástico, siendo la primera capa un material de alta resistividad a condiciones de intemperie y de alta transmisividad para la radiación UV. La firma 3M ha desarrollado películas de aluminizadas de características similares como el SA-85P y ECP-305 con reflectividades medias del 87% en el rango de luz UV.

En cuanto a las superficies de aluminio anodizado y electropulido, se debe llegar a un compromiso entre la reflectividad UV y las características de resistencia a la intemperie, lograda con la delgada capa de óxido producida en el anodizado o mediante laca acrílica protectora. La empresa alemana Alanold Aluminim-Veredlung GmbH & Co, desarrolla una lámina de aluminio con características muy cercanas a las requeridas.

La técnica sol-gel consiste en recubrir el material reflector con delgadas capas que poseen espesores cercanos a la longitud de onda de la radiación incidente, y para producir un alto índice de reflectividad se debe alternar con capas de alto índice de refracción como el TiO_2 y bajo índice de refracción como el SiO_2 . La figura 40 (a) muestra una comparación entre la reflectividad aproximada en los diferentes materiales mencionados anteriormente; y la figura 40 (b) muestra la mejora en la reflectividad del aluminio anodizado mediante la adición de capas de $\text{TiO}_2/\text{SiO}_2$ con la técnica sol-gel.

Figura 40. (a) Comparación de los espectros de reflectividad de diferentes materiales, (b) Mejora de la reflectividad de aluminio anodizado mediante la deposición de diferentes capas de SiO₂/TiO₂.



Fuente: DISEÑO DE REACTORES PARA FOTOCATÁLISIS: EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LAS DISTINTAS OPCIONES (Blanco, Malato, Sánchez y Cardona)

3.3.2.2 Soporte Parabólico

La función principal del soporte parabólico es dar y mantener la forma de la superficie reflectora, para que se garantice en todo momento que los rayos de radiación reflejados sean dirigidos hacia el foco de la parábola, donde se encuentra el reactor.

3.3.3 Sistemas Auxiliares

Los sistemas de colección para fotocátalisis solar deben contar con diversos componentes auxiliares para lograr su objetivo, en el caso del diseño y construcción del concentrador para el estudio de producción de hidrogeno y descontaminación de agua por medio de la foto-electrocátalisis solar se necesita el sistema de seguimiento solar adecuado; el sistema hidráulico apropiado para el impulso del agua de producción; el sistema de monitoreo compuesto de sensores específicos para registrar las variables necesarias para realizar el análisis del proceso; y el sistema de separación y extracción de hidrogeno.

3.3.3.1 Seguimiento Solar

Como se ha venido mencionando el seguimiento solar en un concentrador cilindro parabólico es de suma importancia, como mínimo en un solo eje, ya que sin seguimiento la radiación incidente sólo podrá ser concentrada al mediodía solar, es de suma importancia, por lo tanto, establecer los sistemas de seguimiento solar que puedan ser empleados en el presente trabajo.

Factores Que Influyen En El Tipo De Seguimiento

Para escoger el tipo de seguimiento de un sistema solar en necesario establecer en primer lugar el tipo de colector a usar, ya que en base a esto se define la manera en que se debe orientar el colector, una celda fotovoltaica puede estar completamente fija horizontalmente y sigue captando energía en cualquier momento, pero para un sistema de torre central, cada reflector debe ser orientado de una manera especial tomando en cuenta la posición del sol, de modo que sus rayos reflejados incidan siempre sobre la torre. Otro factor a tener

en cuenta es el tamaño del colector, esto es debido a que generar inclinaciones de sistemas muy grandes puede resultar muy dispendioso ya que por ejemplo para Bucaramanga, la cual tiene una latitud considerablemente baja (7° aproximadamente), hay que inclinar el colector un valor de 30° para que incidan los rayos solares de forma perpendicular al mediodía solar.

Tipos De Seguimiento Solar.

Los concentradores cilindro-parabólicos se pueden clasificar generalmente en 2 tipos:

- ✓ Concentradores con seguimiento en 1 eje.
- ✓ Concentradores con seguimiento en 2 ejes.

Existen variaciones para los sistemas con seguimientos en 1 eje, en los cuales se tiene, por ejemplo, realizar una inclinación de todo el sistema, de modo que el seguimiento se realice durante el día pero a una inclinación establecida previamente, esto puede ayudar considerablemente a la captación y concentración de energía por parte del CCP.

Aunque los sistemas con seguimiento han demostrado ser los más viables para los CCPs, los sistemas con seguimiento en 2 ejes se han venido implementando para poder conocer el valor real de radiación que llega en cada momento al reactor, también para poder tener un punto de comparación a la hora de evaluar los otros sistemas.

Los concentradores con seguimiento en 2 ejes se trata de sistemas que son capaces de orientar su posición durante el día variando sus 2 ejes, esto es haciendo un seguimiento tanto en el ángulo de azimut como de altitud solar.

Modos De Seguimiento.

Los modos de seguimiento del sol definen la manera en que el movimiento se va a realizar, existen 3 modos principales de seguimiento los cuales son:

- ✓ Mediante Sensores.
- ✓ Seguimiento Continuo.
- ✓ Seguimiento Intermitente.

Los sistemas con seguimiento mediante sensores se basan en instrumentos capaces de medir parámetros que son afectados por la posición relativa del sol al colector, ya sean medidores de radiación como Piranómetros o mini celdas fotovoltaicas o también sensores de temperatura estos sistemas poseen una dificultad y es que se ven afectados por factores externos como nubosidad, viento o lluvia, por lo que requieren sistemas de control muy robustos.

Los sistemas de seguimiento continuo se basan en una trayectoria conocida que el sol seguirá sobre la esfera celeste, de modo que se sabe a cada instante de tiempo la posición que debe adaptar el concentrador, para estos sistemas existe un movimiento constante muy lento.

Por último, los sistemas de seguimiento Intermitente son una solución práctica al sistema de seguimiento, ya que realiza movimientos precisos del concentrador cada cierto tiempo, el cual se define mediante los parámetros geométricos de cada concentrador. Este tipo de seguimiento debe ser cuidadosamente controlado, ya que para un concentrador cilindro parabólico compuesto siempre se debe tener ángulos de incidencia de la radiación solar inferiores al ángulo de aceptación.

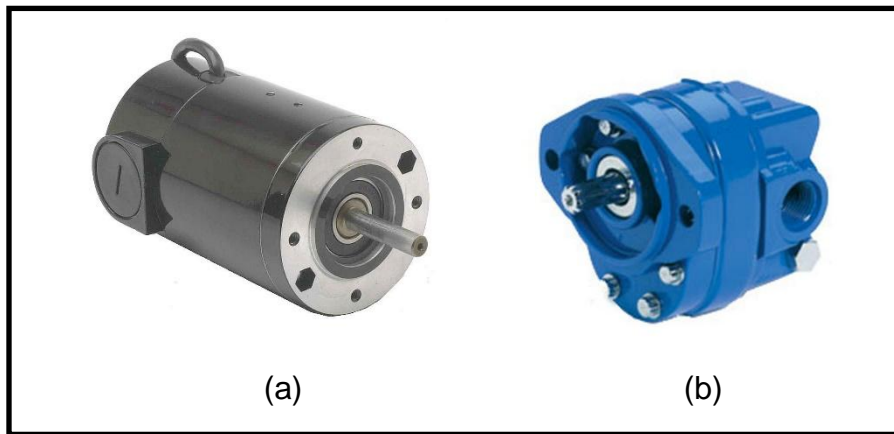
Actuadores Para El Seguimiento.

Para el seguimiento del sol de cualquier sistema es indispensable algún tipo de elemento que sea capaz de orientar el concentrador a la posición deseada, estos

elementos se conocen como actuadores. Los actuadores son dispositivos que reciben una señal de control y efectúan una acción sobre el sistema.

Los actuadores empleados en el seguimiento solar generalmente son motores eléctricos, Figura 41 (a), para sistemas pequeños y medianos, para sistemas en donde se cuenta con campos de concentradores de cientos de metros se emplean motores hidráulicos, Figura 41 (b).

Figura 41. Actuadores para el sistema de seguimiento.



Fuente: Directindustry.

Por otra parte también pueden ser empleados actuadores de pistón hidráulico pero muy rara vez son empleados.

3.3.3.2 Sistema Hidráulico

Los componentes básicos del sistema hidráulico para el colector serán la bomba de recirculación, el tanque donde se almacenara el agua de producción, el deposito donde se realizara la extracción de hidrogeno para su posterior almacenamiento y demás componentes secundarios como mangueras, válvulas y juntas.

La bomba de recirculación será la responsable de impulsar el agua de producción hacia el fotoreactor hasta la altura requerida y junto con el sistema de válvulas, proporcionara la presión necesaria para mantener el flujo uniforme en todo el volumen del reactor.

El tanque principal será el reservorio para el agua de producción y contendrá un porcentaje de agua mayor del volumen total del reactor y las conexiones. Para que el sistema sea de flujo continuo se necesitara otro deposito en el que el hidrogeno arrastrado por el agua pueda ser extraído, y el agua restante sea retornada al reservorio principal para volver a comenzar el circuito.

3.3.3.3 Sistema De Monitoreo Y Adquisición De Datos

El sistema de monitoreo constara de diversos sensores de temperatura en los puntos de mayor interés, como la entrada y la salida del reactor; un piranometro que se podrá utilizar para medir el flujo de radiación incidente total en tiempo real; sensor de flujo y un sensor de corriente, para evaluar el consumo eléctrico del sistema.

El sistema de adquisición de datos estará basado en la implementación de Labview y arduino, creando una interfaz gráfica donde se pueda observar las variables del sistema. El mismo sistema se usara para el control del seguimiento solar.

3.3.3.4 Sistema Para La Separación Del Hidrogeno

El sistema para la separación de hidrogeno será necesario para que los gases de oxigeno no se mezclen con el hidrogeno producido y formen una mezcla explosiva, por tanto como se dijo anteriormente, en el diseño de los cabezales y el fotoreactor se incluirá una forma directa de garantizar la separación de estos gases. Sin embargo, se necesitara un sistema de extracción para el hidrogeno, el cual será arrastrado por el agua. Se realizara una propuesta de diseño para la extracción de hidrogeno en proceso con flujo continuo, que deberá ser evaluada posteriormente por estudiantes de maestría de ingeniería química. Otros

métodos²⁴ para la separación de hidrogeno a nivel industrial y laboratorio serán expuestos a continuación:

- Adsorción con presión oscilante (Pressure Swing Adsorption, PSA)

Es una tecnología para separar un gas específico de una mezcla de gases bajo una presión acorde a sus características moleculares y su afinidad a un material adsorbente. Esta sistema se basa en el hecho de que a altas presiones los gases tienden a ser atraídos a la superficie de algunos sólidos, o adsorbidos, y cuando se reduce la presión, que es la otra etapa del proceso, los gases son liberados. Los sistemas PSA son comúnmente usados en la industria del petróleo para purificar variedad de gases. Separación de hidrogeno de mezcla de gases de hidrocarburos es común.

- Adsorción con temperatura oscilante (Temperature Swing Adsorption, TSA)

Es un proceso análogo al PSA solo que utiliza diferencia de temperaturas para generar adsorción y liberación preferencial de las especies o gases no deseados.

- Existen otros sistemas de separación que no han sido probados industrialmente, como las membranas de separación de Paladio y a base de nanoporos; y bombas electroquímicas que consisten en la aplicación de presión y un voltaje determinado para mover el hidrogeno a través de una membrana de separación.

²⁴ JAMES, Brian et al. Technoeconomic Analysis of Photoelectrochemical (PEC) Hydrogen Production. p. 86.

4 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO EXPERIMENTAL DE CONCENTRADOR PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR

4.1 DISEÑO DEL FOTORREACTOR

El diseño del fotorreactor consiste en establecer la geometría interior del mismo, el material del tubo absorbedor y el soporte para el reactor. La configuración del fotorreactor será tubular de modo que dentro del reactor se encuentren los elementos dispuestos cilíndricamente, la configuración interna del reactor además de otros parámetros como materiales del electrodo, contra electrodo y recubrimientos para los mismos, fueron establecidos inicialmente por la estudiante de maestría de Ingeniería Química, los elementos que conforman el reactor del sistema fotocatalítico son:

Tubo absorbedor: es un tubo de gran diámetro dentro del cual circula el fluido del proceso, debe permitir el paso de la radiación y proteger el reactor de elementos externos.

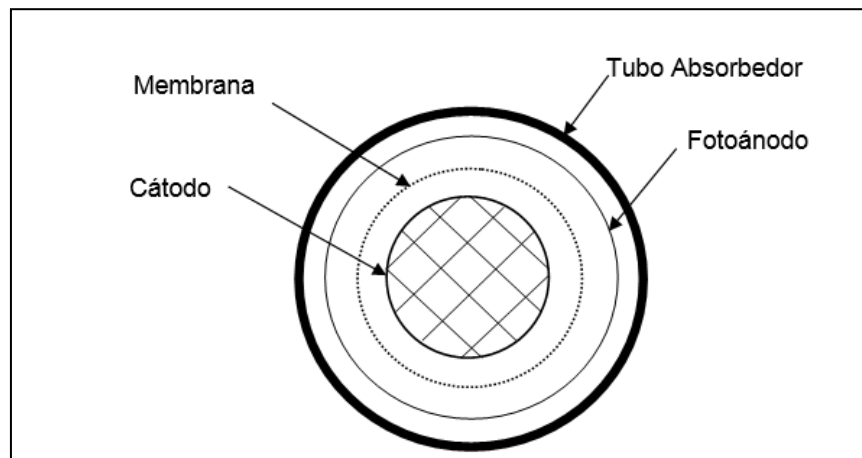
Fotoánodo: es el electrodo que inicia la reacción fotocatalítica enviando un electrón hacia el cátodo, para el fotoánodo se usará una malla metálica de 1 mm de espesor de forma cilíndrica recubierta mediante inmersión de TiO_2 .

Membrana de separación: Esta membrana permite el intercambio iónico para cerrar el circuito pero no deja mezclar el gas hidrogeno con gases formados en el cátodo, suministrada por el grupo de investigación.

Cátodo: es el electrodo encargado de recibir los electrones provenientes del fotoánodo y generar la reducción del agua, el cátodo o contra electrodo se fabricará de modo similar que el fotoánodo con una malla metálica de 1 mm de espesor.

Entre el fotoánodo y el cátodo se aplicará una diferencia de potencial la cual será determinada mediante la caracterización del reactor por parte de ingeniería química, la figura 42 muestra un esquema del fotorreactor

Figura 42. Esquema de la sección transversal del reactor.

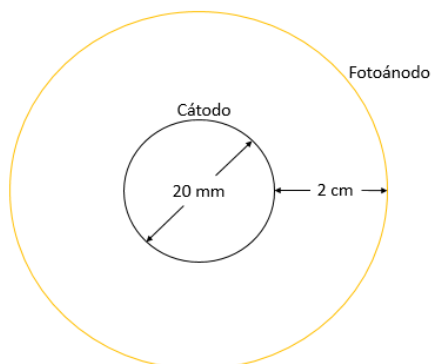


Fuente: Propuesta de maestría María Inés Jaramillo

4.1.1 Dimensionamiento Del Fotorreactor.

Para establecer las dimensiones de los componentes internos del reactor se dio como partida el diámetro mínimo que se podía obtener con la malla empleada en el cátodo que según la empresa que realizaba el conformado de la malla se podía tener un diámetro de 20 mm, además de esto se estableció como requisito por parte del estudio adelantado por Ingeniería Química que la distancia máxima entre los electrodos debería ser de 2 cm, con esto se obtuvo para la malla del fotorreactor un diámetro de 60 mm.

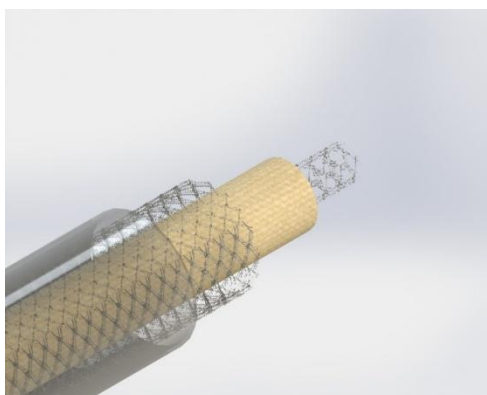
Figura 43. Dimensiones del fotorreactor



Fuente: Autores.

Teniendo esto se decidió dejar la membrana equidistante del cátodo y el fotoánodo, de modo que la membrana constará de un tubo de diámetro 40 mm y para el tubo absorbedor se planteó un diámetro de 70 mm de modo que quedara lo más cerca posible al tubo absorbedor.

Figura 44. Fotorreactor.



Fuente: Autores.

4.1.2 Evaluación Del Material Para El Tubo Absorbedor

En esta sección se describe el estudio realizado para determinar que material es el más adecuado para emplear en el tubo absorbedor, el requerimiento principal en cuanto a propiedades ópticas es poseer una alta transmitancia en la longitudud

de onda de 350 a 400 nm, lo cual concierne a la radiación UVA, ultravioleta cercano.

Como punto de inicio se consiguen muestras algunos materiales que puedan ser empleados como tubos absorbedores, con estas muestras se realizó una consulta en la escuela de Química y Física de la Universidad Industrial de Santander, sobre la posibilidad de evaluar la transmitancia de estas muestras, finalmente se pudo conseguir un equipo en el laboratorio de Instrumentación Química, que pudiera medir la transmitancia para la longitud de onda requerida.

4.1.2.1 Equipo Shimadzu

El equipo Shimadzu, figura 45, se trata de un sistema de monocromador simple capaz de realizar análisis de transmitancia, absorbancia y reflectancia difusa, posee una lámpara halógena y una de deuterio con las cuales es posible abarcar un espectro de longitud de onda desde los 190 hasta los 900 nm.

Figura 45. Equipo Shimadzu, laboratorio de instrumentación Química.



Fuente: Autores.

Para realizar el análisis se configura en primer lugar el rango de longitud de onda a analizar y la velocidad de barrido, además de otros factores como la cantidad

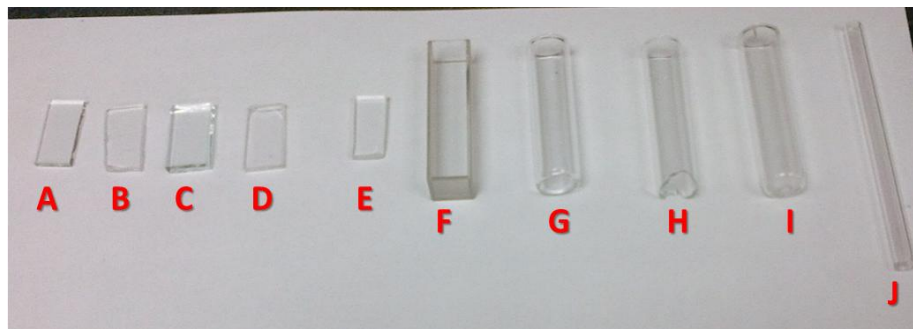
de radiación que emiten las lámparas y el nivel de resolución de la propiedad a medir.

4.1.2.2 Probetas

Se realizó una primera visita al laboratorio para verificar las características de medición de este equipo y tomar medidas sobre el tamaño necesario de las probetas. Las probetas seleccionadas para el experimento se muestran en la figura 46 y fueron:

- A. Acrílico delgado
- B. Acrílico mediano
- C. Acrílico Grueso
- D. Vidrio común de 2mm
- E. Vidrio común de 3mm
- F. Cuarzo 2
- G. Vidrio de laboratorio
- H. Pyrex®
- I. Duran®
- J. Cuarzo 1

Figura 46. Probetas para el estudio de transmitancia.



Fuente: Autores.

Las probetas de Duran®, Pyrex®, Vidrio de laboratorio y cuarzo 1 fueron suministradas por el señor Jairo Mosquera, encargado del mantenimiento correctivo de los implementos de vidrio de los laboratorios de la Universidad Industrial de Santander, las muestras de Acrílico suministradas por la empresa Metalcristal, que sería la entidad encargada de proporcionar el tubo absorbedor en acrílico en el caso que éste fuera el de mejor transmitancia, para la probeta de cuarzo 2 se usó un contenedor de cuarzo propio del equipo de medición, que se emplea a la hora de determinar transmitancia de líquidos, por último las muestras de vidrio común fueron adquiridas en una marquería local.

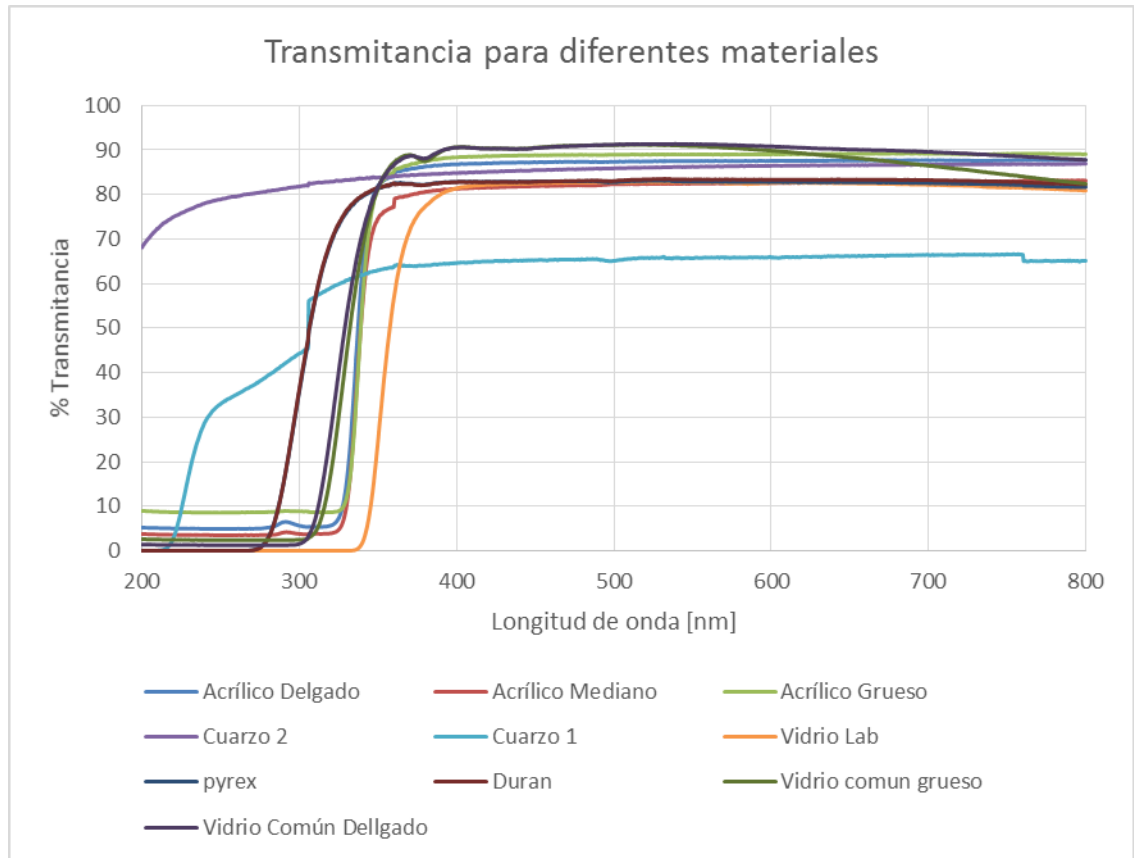
4.1.2.3 Resultados

El equipo proporciona los valores de transmitancia para cada valor de longitud de onda que se configuró, en un archivo .dat. Para este caso se realizó desde los 200 a los 800 nm tomando valores de transmitancia cada 0,5 nm.

Una vez obtenidos estos datos se procede a organizarlos y graficarlos juntos por medio de Microsoft Excel.

Los resultados del estudio de transmitancia se presentan en la figura 47.

Figura 47. Transmitancia espectral para distintos materiales.

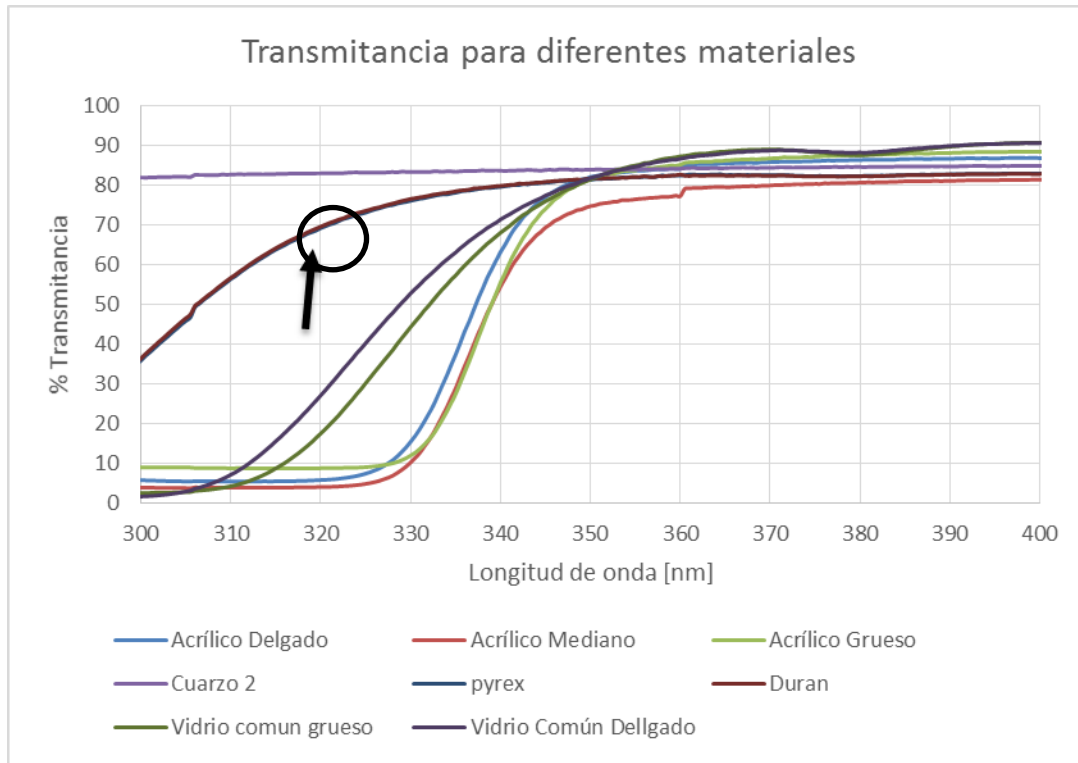


Fuente: Autores.

Del resultado anterior se puede observar como la mayoría de los materiales disminuyen completamente su transmitancia al acercarse a la longitud de onda correspondiente al UV, siendo la excepción el cuarzo el cual mantiene su valor de transmitancia en un 80% para todo el espectro.

Para realizar un análisis más claro se realiza un esquema de los valores de transmitancia pero únicamente para las longitudes de onda entre 300 y 400 nm, que son las concernientes a la radiación UV y con los materiales más relevantes, estos resultados se presentan en la figura 48.

Figura 48. Transmitancia de distintos materiales en el UV.



Fuente: Autores.

Tabla 4. Valores de transmisividad de los materiales analizados.

materiales	Transmisividad total	Transmisividad UV 350-400 nm
Acrílico Delgado	87,3	61,61
Acrílico Mediano	82,2	56,05
Acrílico Grueso	88,74	61,36
Cuarzo 1	65,57	62,45
Cuarzo 2	86,06	83,90
Tubo de Vidrio	80,73	39,23
Pyrex	82,66	78,50
Duran	83,03	78,60
Vidrio Grueso	88,48	67,90
Vidrio Delgado	89,94	70,53

Fuente: Autores.

4.1.2.5 Análisis de los resultados

De la figura 48 se puede observar en el rango de longitud de onda de interés, que las probetas de acrílico son las que primero disminuyen su transmitancia al disminuir la longitud de onda, seguidos de los vidrios comunes empleados en ventanas y demás los cuales al llegar a los 300 nm ya presentan una transmitancia inferior al 10%. Por otra parte se puede observar un comportamiento muy similar entre las probetas de Pyrex® y Duran® (encerradas en la figura 48) ya que ambos son vidrios de Boro silicato usados en implementos de laboratorio como tubos de ensayo, vasos de precipitado etc. y tienen un valor de transmitancia casi igual y significativamente superior al acrílico y al vidrio. La probeta de cuarzo del equipo Shimadzu es la que presenta mejor transmisividad en el espectro UV.

De la tabla 3 se puede observar que los valores de transmisividad, para los materiales asequibles en forma tubular, en orden descendente son:

- Cuarzo
- Pyrex-Duran
- Acrílico

De modo que el cuarzo sería la mejor opción ya que dejaría pasar mayor radiación en el rango UV y actuaría de mejor forma sobre el catalizador del fotoánodo, pero teniendo en cuenta el costo de un tubo de cuarzo de estas dimensiones se descarta esta opción ya que su precio es extremadamente alto.

Para usar como tubo absorbedor un tubo de acrílico es necesario conformar una lámina de acrílico del espesor deseado, ya que los tubos prefabricados no vienen con estas dimensiones, se observa además que para cualquier acrílico la transmisividad es mucho menor que la del Pyrex o Duran. De modo que se justifica usar un tubo de Duran como tubo absorbedor, ya que brinda una elevada transmisividad en el ultravioleta, siendo únicamente superada por el cuarzo, y

además se cuenta con un proveedor nacional que ofrece tubos en distintas configuraciones geométricas.

4.1.2.5 Selección del tubo Absorbedor

Una vez obtenido el material con el cual se pensaba realizar el tubo, se procedió a contactar con el proveedor regional de tubos Duran®, LabBrands, el cual dispone de tubos de 75 mm de diámetro exterior y 2,2 mm de espesor, el cual se acercaba a los requerimientos establecidos con anterioridad, por lo cual fue seleccionado para poder seguir con el proceso de diseño.

Para estos tubos se tiene una expresión matemática que permite encontrar la presión máxima a la que podrá estar sometido el tubo, la ecuación 4.1 expresa esta presión en términos del espesor de la pared, el factor R/s y el diámetro exterior del tubo.

$$P = \frac{\delta * 20 * \frac{R}{S}}{D_{ext} - \delta} \quad (4.1)$$

Dónde:

δ Es el espesor de la pared

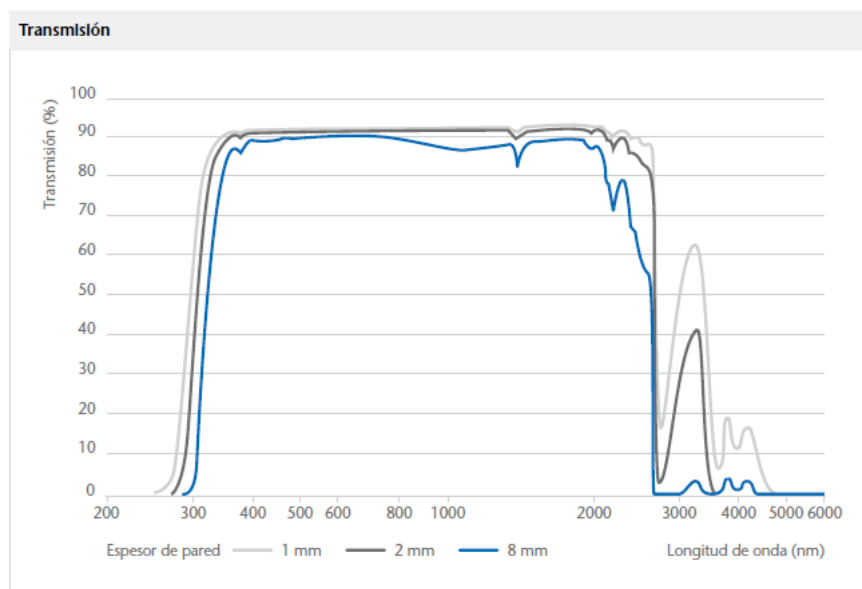
$\frac{R}{S}$ Es carga admitida según la norma DIN EN 1595, este valor es de 7 N-mm²

P Es la presión dentro del tubo

D_{ext} Es el diámetro exterior del tubo de borosilicato.

La figura 49 muestra la transmisividad para diferentes longitudes de onda abarcando desde los 200 a las 6000 nm

Figura 49. Transmisividad del vidrio de Duran®.



Fuente: Schott Duran®, tubos, varillas y capilares de vidrio de borosilicato.

El valor de transmisividad total para este material es aproximadamente 90% y para el rango de 350 a 400 nm es de 80%

4.1.3 Diseño De Los Cabezales

Los cabezales del Fotorreactor son los encargados de dar el soporte a los elementos que componen el reactor, además ser el acople entre el reactor y el sistema hidráulico.

- ✓ Material: para el material se tenía como requisito que fuera inerte a los compuestos de trabajo, que resistiera alta temperatura (aprox. 80° C) y que presentara una fácil maquinabilidad.
- ✓ Geometría: debe garantizar el soporte de la membrana, el fotoánodo el cátodo y el tubo absorbedor.
- ✓ Conexión hidráulica: debe garantizar un acople sin fugas entre las mangueras y el reactor, además de una adecuada distribución del agua en el reactor.

Para establecer el material se hizo una primer evaluación de las opciones disponibles en el sector, entre las cuales se encontraron: Metales (Aluminio, Acero al carbono, acero inoxidable) y no metales (UHMW, Teflón, Nylon).

Se descartaron en primer medida los Metales debido a su alta densidad comparada con los plásticos encontrados, esto debido a que un gran peso del cabezal que se sitúa a 30 cm del vértice de la parábola desviaría el centro de masa del sistema verticalmente del eje de rotación. De este modo se optó por evaluar los 3 materiales no metálicos restantes, entre los cuales se destacó el UHMW, debido a su bajo costo y propiedades similares al teflón.

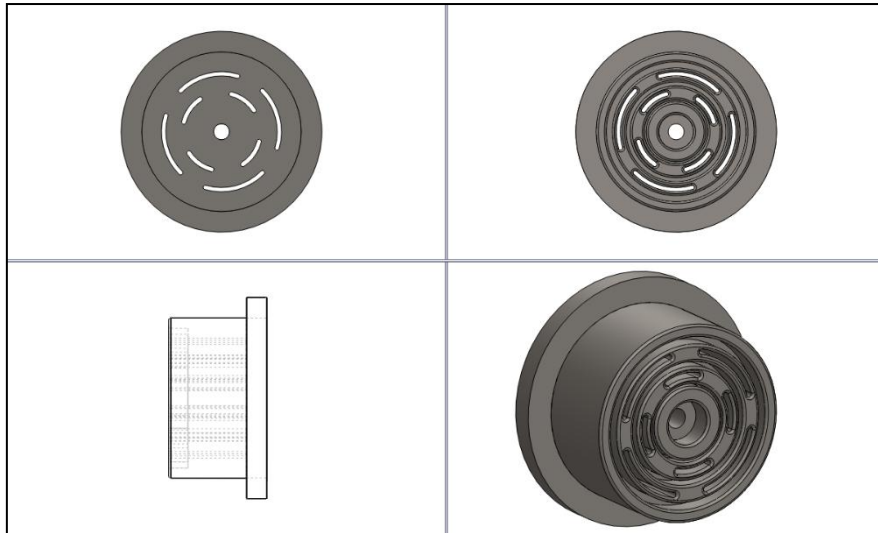
El UHMW, por sus siglas en inglés *Ultra High Molecular Weight Polyethylene* (*polietileno de ultra alto peso molecular*) es un material termoplástico no polar semicristalino, utilizado para la fabricación de semielaborados. Empleado en la industria en general por su versatilidad de usos, posee excelentes cualidades de aislamiento eléctrico, son prácticamente insolubles en casi todos los disolventes orgánicos, es inodoro, insípido e indiferente fisiológicamente, por sus buenas propiedades de deslizamiento es el plástico más utilizado para la construcción de piezas que estén sometidas a roce mecánico²⁵.

Una vez definido el material se procede a establecer la geometría del cabezal, debido a la forma en que se definieron los elementos internos del reactor el cabezal debe contar con ranuras de los diámetros establecidos anteriormente para apoyar dichos elementos internos, tubo absorbedor, fotoánodo, cátodo y membrana. En base a esto se plantearon distintas alternativas para el suministro del fluido al reactor, Figuras 50, 51, 52 y 53.

La primera alternativa, Figura 50, consiste en hacer 4 ranuras curvas, en el espacio entre los soportes para realizar una distribución del flujo hacia el cabezal, la segunda alternativa, Figura 51, consiste en taladrar una serie de agujeros en el mismo espacio entre los soportes.

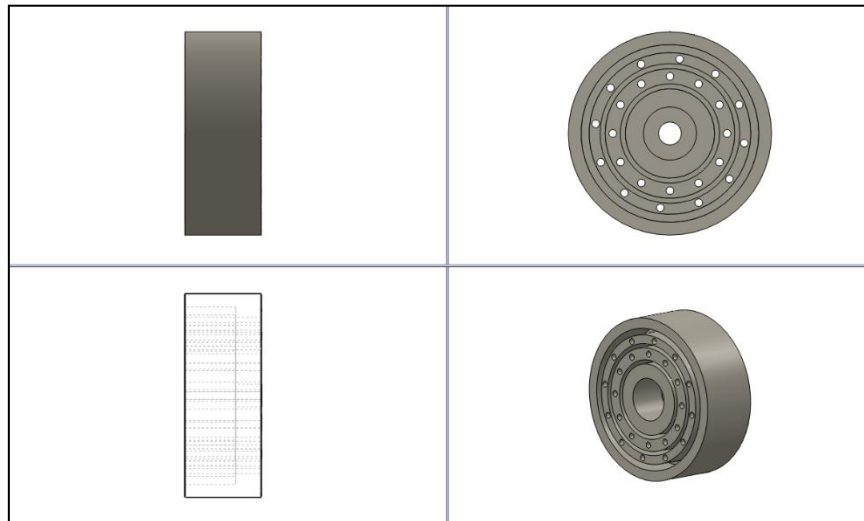
²⁵ Industrias JQ, Plásticos en Ingeniería, productos: UHMW.

Figura 50. Alternativa 1 para la construcción de los cabezales



Fuente: Autores.

Figura 51. Alternativa 2 para la construcción de los cabezales



Fuente: Autores.

En estas dos alternativas se consigue una distribución adecuada del flujo a través del fotoánodo y el cátodo pero teniendo en cuenta los diámetros de las ranuras soporte del cabezal la distancia entre estas es de 1 cm aproximadamente debido a esto se descartan estas alternativas porque

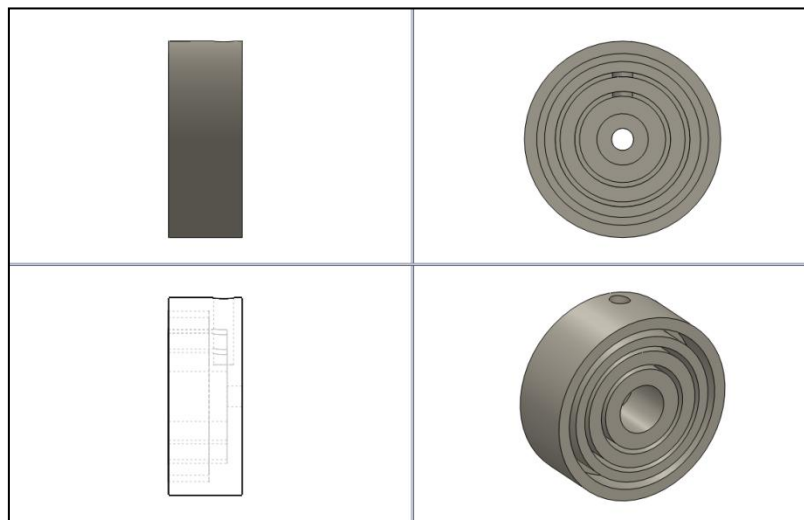
presentarían inconvenientes a la hora de la fabricación debido a que se necesitaría una broca o escariador de menos de 2 mm.

Debido a esto se plantearon otras 2 alternativas variando la manera como se ingresaría el fluido al reactor, pero manteniendo la misma forma en que serían soportados los elementos internos.

La tercera alternativa, Figura 52, consistía en un cabezal donde tuviera solamente 2 orificios, uno central y uno vertical de modo que conectara todas las ranuras y así pudiera circular el fluido adecuadamente a través de todo el reactor.

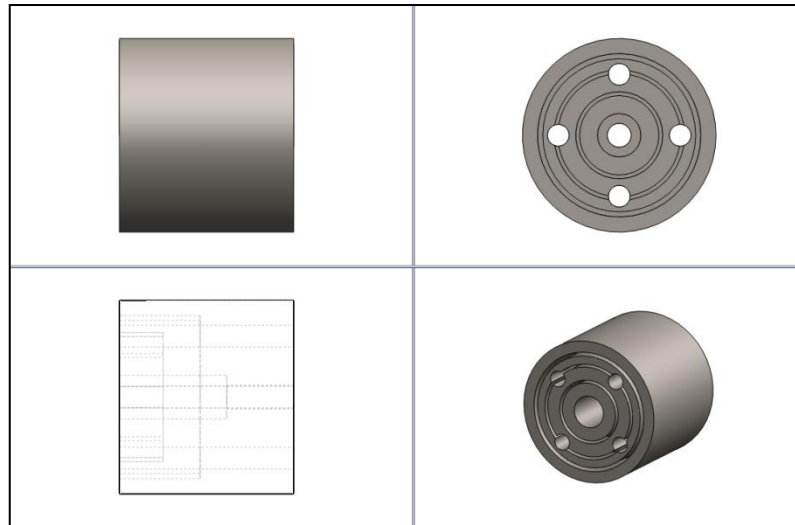
La alternativa número 4, Figura 53, consistía en el mismo principio que la tercera, donde se tendrían orificios pasantes a través de todo el cabezal pero esta vez horizontales, y no como en las alternativas 1 y 2 donde se emplearía sólo el espacio entre las ranuras soporte, de este modo se perdería una parte del perímetro que sirve como soporte, pero con el espacio restante sería suficiente. Para mantener posicionados el fotoánodo, el cátodo y la membrana.

Figura 52. Alternativa 3 para la construcción de los cabezales



Fuente: Autores.

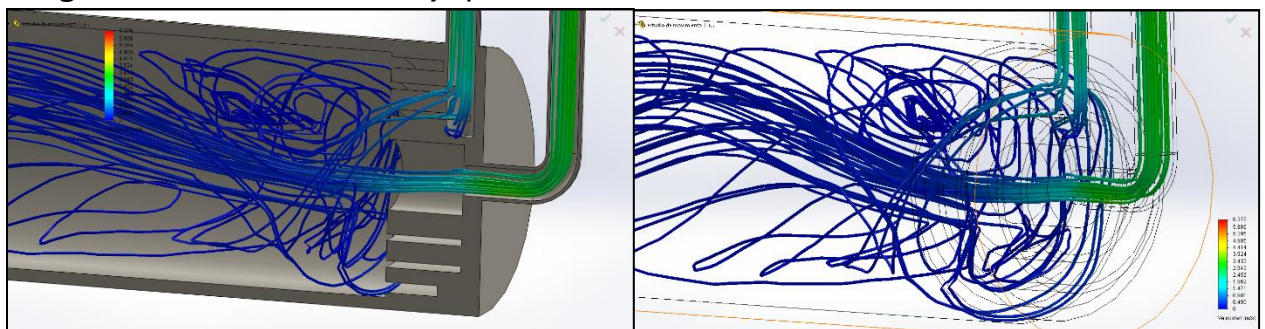
Figura 53. Alternativa 4 para la construcción de los cabezales.



Fuente: Autores.

Para estas dos alternativas se diseñó otra pieza que sirviera para realizar el acople entre las mangueras y este cabezal, y con esto se procedió a realizar un estudio del flujo con la ayuda de la herramienta *SolidWorks Flow Simulation*, de manera que se pudiera observar para cual sistema el fluido tendría una mejor distribución a la entrada al reactor. La simulación se realizó estableciendo como parámetros que el fluido de trabajo era agua pura y la presión a la entrada y salida de los cabezales era de 150 y 120 KPa respectivamente, Los resultados obtenidos se presentan a continuación en las figuras 54 y 55.

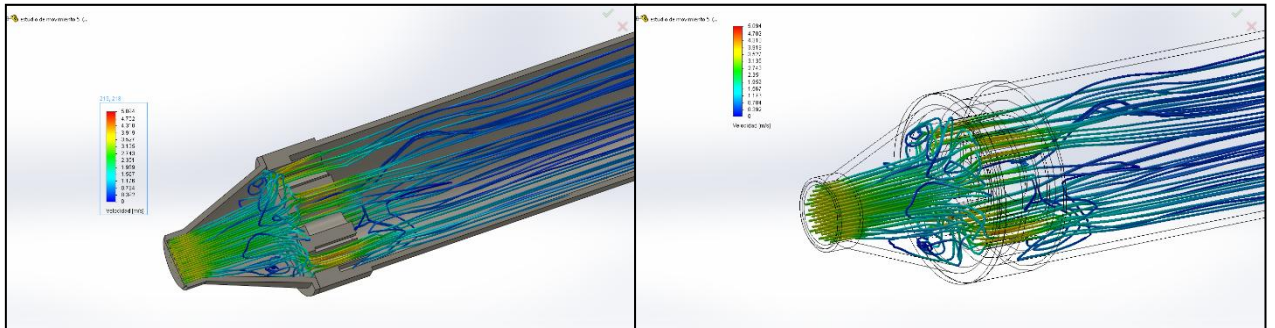
Figura 54. Simulación de flujo para la 3^o alternativa de cabezal.



Fuente: Autores

Para la alternativa número 4 se diseñó una pieza cónica que conectara la manguera de 1 pulgada de diámetros proveniente de la bomba a el reactor, esto para que funcionara como un difusor y realizara una transición suave para el cambio de sección.

Figura 55. Simulación de flujo para la 4^o alternativa de cabezal.



Fuente: Autores.

Con esta simulación se pudo percibir los defectos que presentaban cada alternativa de cabezales, se observa como para la alternativa 4 el flujo presenta una mala distribución teniendo lugares donde fluido de trabajo no alcanza a ingresar, y para la alternativa 3 se observa cómo se incrementa en gran medida la velocidad del flujo al atravesar los agujeros pasantes, debido a esto se rediseña la alternativa número 3 haciendo los agujeros lo más grandes posibles sin comprometer la estabilidad de las ranuras y se opta por implementar este tipo de cabezal.

4.2 CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA

Para definir de la geometría se tienen como datos de entrada el diámetro de apertura el cual fue establecido desde los cálculos preliminares del proyecto y el diámetro del tubo absorbedor (sección 4.1). Las variables que restan por definir

son la **distancia focal f** y el **ángulo de aceptación θ** , el cual es necesario calcular para completar el sistema de ecuaciones.

Una vez especificados estas dimensiones no se puede parametrizar como se describió en la sección 3.2 con el factor f/a , debido a que ya se encuentran definidos el diámetro de apertura y el diámetro del tubo y el sistema de ecuaciones estaría sobredimensionado. Además de esto, está como incógnita el ángulo de aceptación ya que la ecuación 3.23 estaba definida para el diámetro mínimo utilizando el ángulo del cono solar como ángulo de aceptación, por lo que ahora se tendrá una nueva variable.

Por criterio de diseño, sabiendo que los sistemas de concentración actuales manejan ángulos de aceptación inferiores a 1° , se parametrizará la geometría del sistema con base a un rango de ángulos de aceptación hasta hallar las dimensiones más adecuadas. El proceso consistirá de los siguientes pasos:

1. Comenzar la iteración calculando la distancia focal para un ángulo de aceptación de 1° .
2. Si el valor de la distancia focal es muy grande, evaluar este para un rango conveniente de ángulos de aceptación.
3. Inspeccionar gráficamente las opciones.
4. Seleccionar una distancia focal a criterio de diseño y verificar nuevamente el ángulo de aceptación.

Del primer paso, empleando las ecuaciones 3.17 y 3.18, para un ángulo de aceptación de 1° se tiene:

$$\sin(\phi_r) = \frac{a * \sin(\theta)}{D}$$

$$\sin(\phi_r) = \frac{1000 * \sin(1)}{75}$$

$$\phi_r = 13,46^\circ$$

Ahora con este valor de ángulo de apertura se calcula la distancia focal mediante la ecuación:

$$\phi_r = \tan^{-1} \frac{8 \frac{f}{a}}{16 \left(\frac{f}{a}\right)^2 - 1}$$

La cual da como resultado una distancia focal de:

$$f = 2119 \text{ [mm]}$$

Siguiendo con el segundo paso la tabla número 4 relaciona las distancias focales para distintos ángulos de aceptación partiendo desde 1° hasta 4,3°.

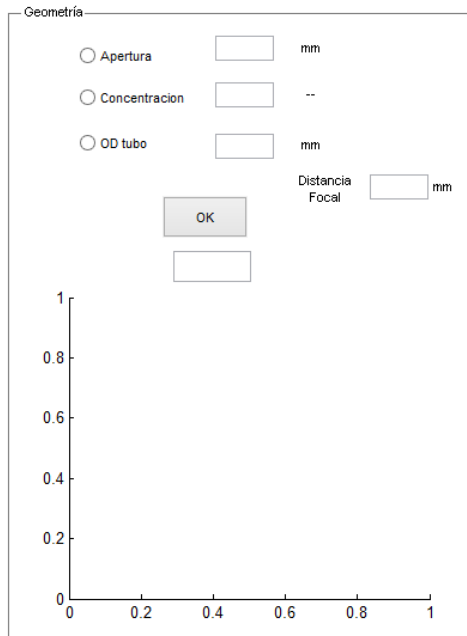
Tabla 5. Distancia Focal para distintos Ángulos de Aceptancia.

Ángulo de Aceptancia [°]	Distancia Focal [mm]
1	2119
1,36	1531
1,73	1187
2,1	958,1
2,46	792,5
2,83	664,6
3,2	560,2
3,56	469,7
3,93	383,9
4,3	256

Fuente: Autores.

Se creó un programa en Matlab que realizara una gráfica de la parábola y el tubo absorbedor, con las dimensiones dadas. La siguiente figura muestra la interfaz del programa, en donde se tiene como datos de entrada la apertura del concentrador, el factor de concentración o el diámetro exterior del tubo, de los cuales se deben seleccionar únicamente 2 de estos, y el programa calculará el tercer parámetro. Por otra parte al programa se le debe ingresar de igual modo la distancia focal, y con esto ya quedaría definida la geometría del concentrador y se procede a graficar en la curva parabólica para esas medidas y el diámetro del tubo en la parte inferior de la ventana.

Figura 56. Interfaz de entrada de datos para la graficación de la parábola

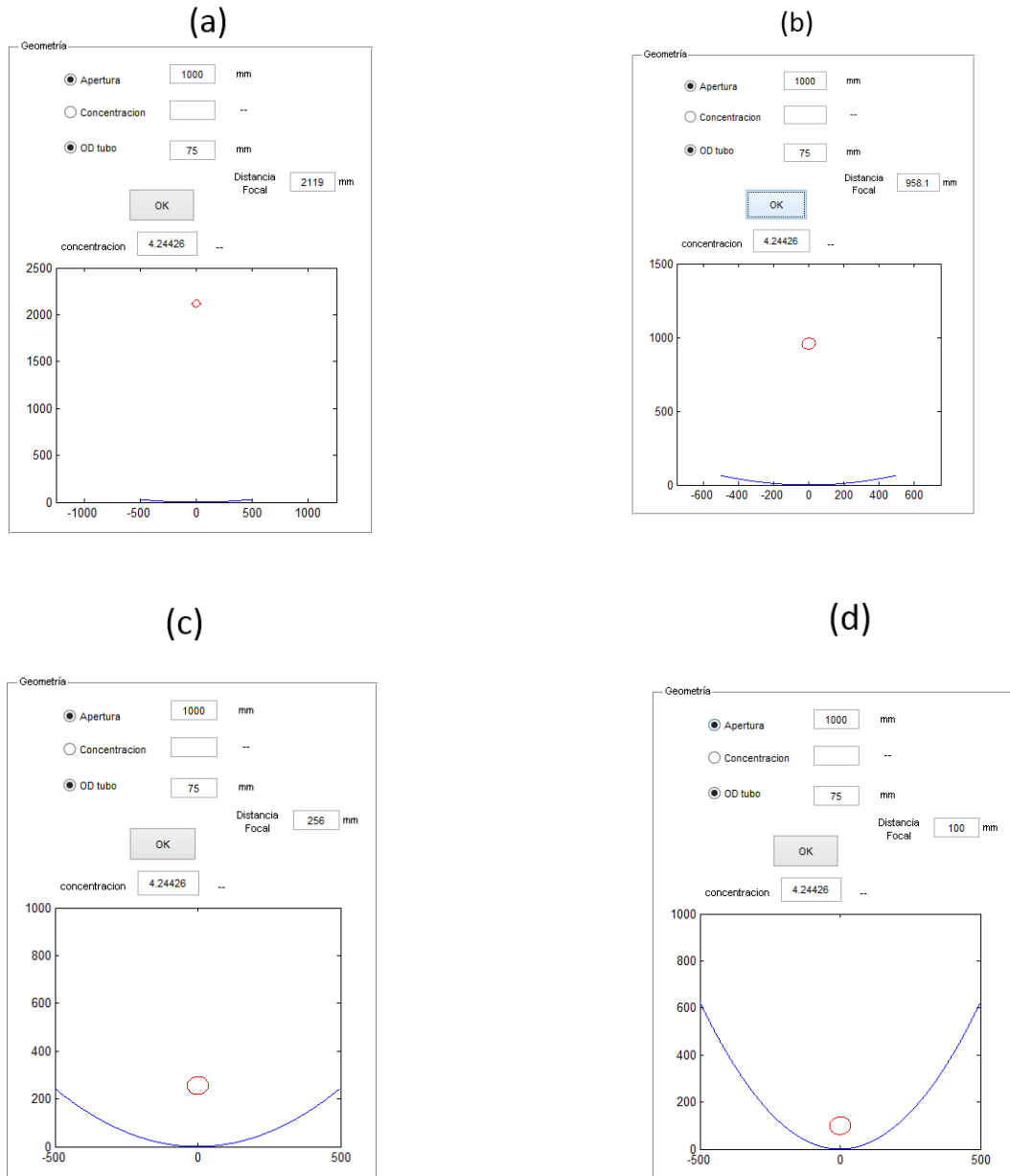


Fuente: Autores.

En el tercer paso se inspeccionó las opciones gráficamente. La figura 57 muestra ejemplos de la geometría de la parábola para diferentes valores de ángulo de aceptación, se puede evidenciar cómo ángulos de aceptación que no fueron cuidadosamente estudiados pueden conllevar a una geometría del concentrador

no deseada. De las figuras 57 (a) y (b) se observa cómo se incrementa en gran medida el valor del foco, y en la (d) como se forma la parábola cuando el foco se encuentra cercano al vértice, todas las gráficas se hicieron con un diámetro de apertura de 1000 mm y un diámetro de tubo de 75 mm.

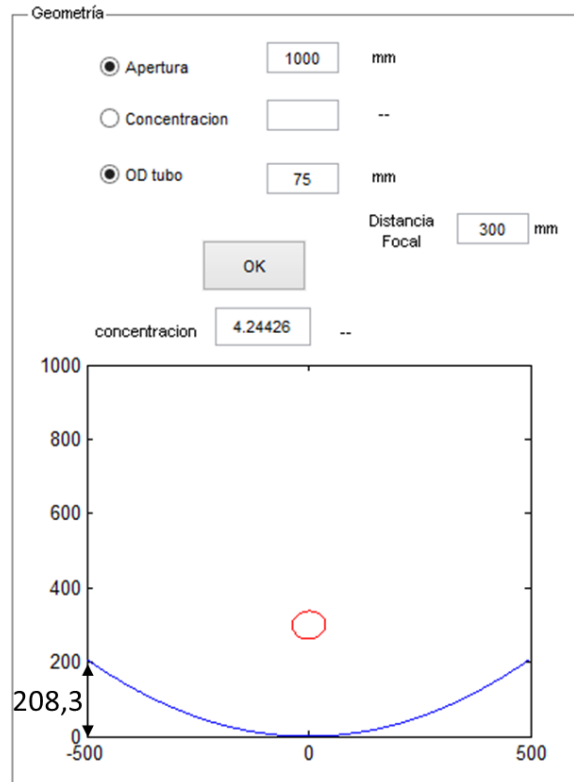
Figura 57. Geometría del concentrador para distintos ángulos de aceptación.



Fuente: Autores.

Una vez realizada esta primera inspección de las distancias focales más adecuadas para nuestro concentrador, se estableció una distancia focal de 300 mm, la cual daba como resultado geométrico lo mostrado en la figura 58.

Figura 58. Geometría final del concentrador.



Fuente: Autores.

Una vez fue establecido el foco en el paso cuarto se recalcula el ángulo de aceptación para corroborar que se encuentre en valores permitidos:

$$\frac{f}{a} = \frac{300}{1000} = 0,3$$

Por lo cual el ángulo de apertura da como resultado:

$$\phi_r = \tan^{-1} \frac{8 \frac{f}{a}}{16 \left(\frac{f}{a}\right)^2 - 1} = 79,61^\circ$$

Y nuestro valor del ángulo de aceptación queda de:

$$\theta = \sin^{-1} \frac{D * \sin(\phi_r)}{a} = 4,23^\circ$$

4.3 SELECCIÓN Y DISEÑO DE LA CUBIERTA REFLECTORA

4.3.1 Diseño Del Soporte De La Cubierta Reflectora.

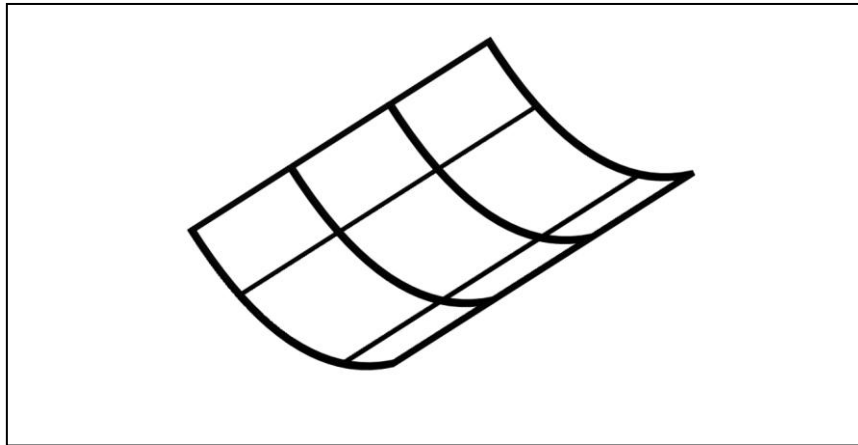
Una vez establecida la geometría del concentrador se procede a diseñar la forma en que se adoptarán estos parámetros geométricos, para garantizar la curva parabólica de la superficie reflectora se diseñaron varias alternativas, teniendo en cuenta el peso, el costo y la facilidad de fabricación, además que esta superficie debe contar con la facilidad de ser adecuada al sistema de seguimiento, las posibles alternativas son:

- ✓ Un esqueleto fabricado con tubo estructural cuadrado.
- ✓ Una lámina de acero laminado en frío (Cold-Rolled) de 1/8" de espesor con la forma parabólica y de 1,5 m de largo.
- ✓ 4 piezas fundidas de aluminio, maquinadas con la forma parabólica y un espesor de 10 mm situadas cada 50 cm.

De estas alternativas se escogió el esqueleto de tubo estructural cuadrado el cual era el q tenía menor peso y costo, debido a que el maquinado de las piezas de aluminio tenía un alto valor y la lámina de acero laminado en frío un peso enorme.

Este esqueleto, figura 59, podría servir como molde para la forma de la lámina pero no funcionaría adecuadamente como soporte, de tal forma que se definió usar una lámina de un espesor significativo montada sobre este esqueleto para poder obtener así una superficie parabólica uniforme sobre la cual pueda ser instalada una lámina que brinde la adecuada reflectividad en el espectro UV.

Figura 59. Esqueleto de soporte para la cubierta reflectora.



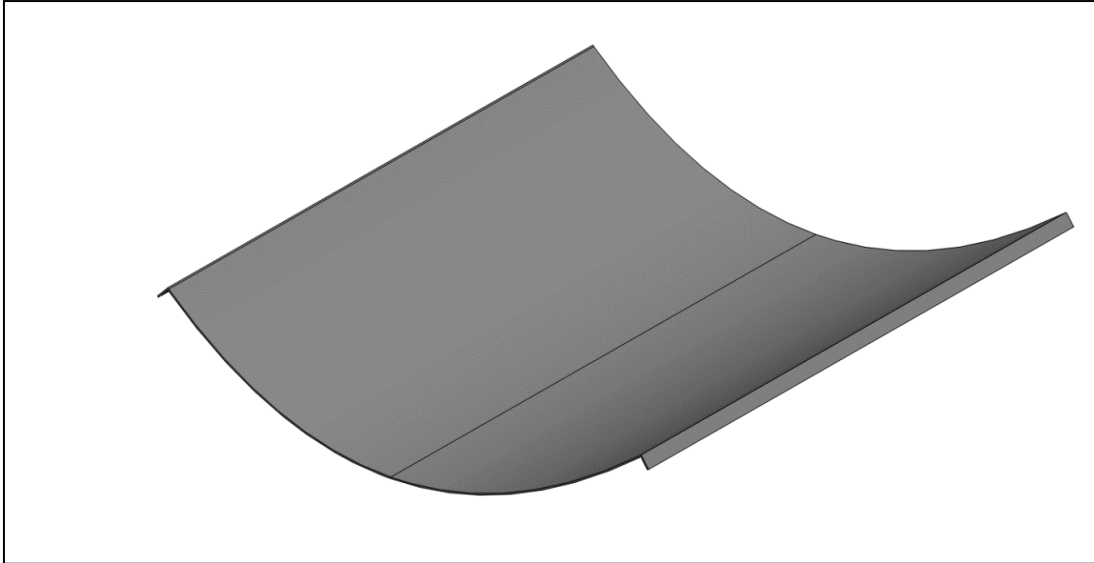
Fuente: Autores.

Para la lámina que sirviera como soporte se tenía como requisito que mantuviera la forma una vez cilindrada, ya que de esto dependía una garantía en cuanto a la curva parabólica establecida en la sección 4.2.

Disponer de una lámina de acero para esta aplicación podría ser lo más viable económicamente, ya que como se mencionó se requería un espesor considerable pero en cuanto al peso sería muy inviable ya que agregaría demasiado peso al sistema, de modo que se optó por usar una lámina de aluminio, la cual pudiera ser acoplada fácilmente al esqueleto, para esto se definió doblar pestañas en el borde de la lámina de tal forma que permitiera un ajuste mediante pernos o remaches al esqueleto.

La siguiente figura muestra la lámina soporte de aluminio.

Figura 60. Lámina soporte de aluminio.



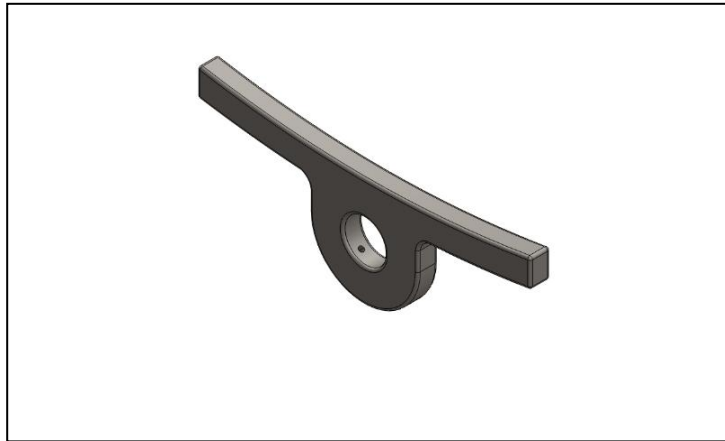
Fuente: Autores.

Debido a que la forma establecida en la sección 4.2 era para la superficie que fuera a redireccionar la radiación hacia el foco, se diseñaron estas dos piezas estructurales teniendo en cuenta esto, de forma que una vez ensambladas la última superficie quedara con la curva parabólica necesaria.

Ahora bien, teniendo ya la superficie uniforme con la forma requerida se planteó una forma de acoplar esto al eje principal del concentrador, este eje será el encargado de transmitir el torque proveniente del motor para el seguimiento solar.

Se diseñaron entonces, unas piezas que sirvieran como unión entre el eje y esqueleto, estas piezas, figura 61, serían unidas al esqueleto mediante soldadura, pero para garantizar la uniformidad de movimiento con el eje se sujetarán mediante tornillos prisioneros.

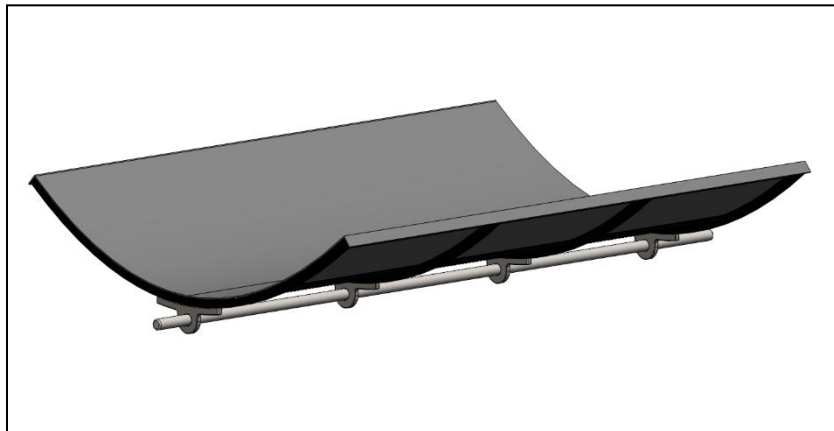
Figura 61. Piezas de unión entre el eje y el esqueleto.



Fuente: Autores.

De esta forma ya se contaría con la superficie rígida en forma parabólica acoplada a un eje para su posterior posicionamiento angular, figura 62.

Figura 62. Montaje del soporte de la cubierta reflectora.



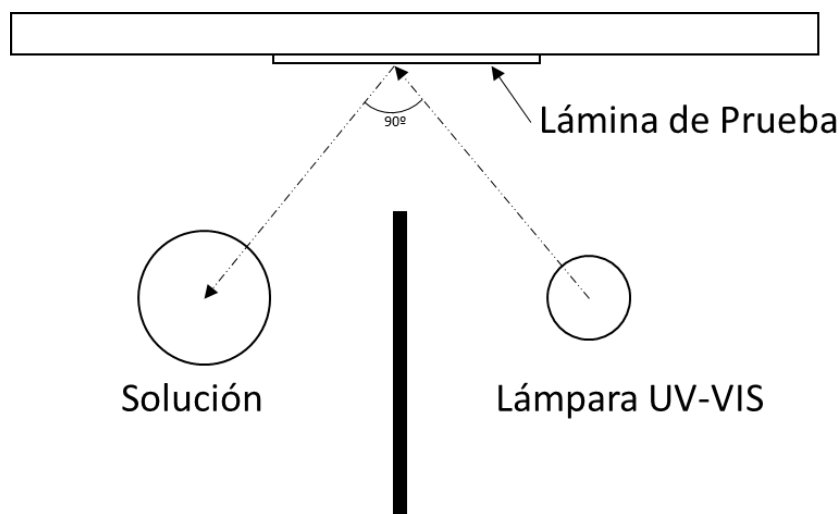
Fuente: Autores.

4.3.2 Evaluación Del Material Para La Cubierta Reflectora.

Para poder determinar el material más adecuado para emplear como cubierta reflectora, se planteó en primera instancia realizar una prueba de Reflectancia especular a lo largo del espectro UV y visible, para lo cual se pidió apoyo en las escuelas de Física y Química de la Universidad Industrial de Santander, pero los equipos con los que cuenta la universidad solo funcionan para tomar mediciones de reflectividad difusa en estos valores de longitud de onda, en base a esto se planteó un experimento donde se pudiera conocer indirectamente la reflectancia o de forma cualitativa, el mejor material para emplear como cubierta reflectora en el concentrador.

Se planteó en primer lugar, con ayuda de las estudiantes de Ingeniería Química, disponer de un montaje como el que se muestra en la figura 63, donde se colocará una lámpara, que emita radiación en el espectro comprendido entre el UV y el visible, situada a 45° de la perpendicular trazada en el centro de una lámina de prueba y disponer de igual forma una solución que cambie de algún modo alguna de sus propiedades físicas al ser expuesta a la radiación UV, para evaluar de esta forma con cuál de las láminas sufrió mayor cambio, se situará una pared en medio de la lámpara y la solución para que la radiación incidente sobre la solución sea únicamente la reflejada por la lámpara, despreciando la reflectancia del piso y de las otras paredes del sistema.

Figura 63. Montaje experimental para la prueba de reflectancia.



Fuente: Autores.

A continuación se presenta la información sobre la solución empleada y la lámpara.

- ✓ Solución de 5 ppm de naranja de metilo al cual se le adicionó 1g/L de TiO₂ DeGussa_Huls P-25.
- ✓ Lámpara MASTER HPI-T Plus 250W.

Esta solución presenta la característica que al estar expuesta a la luz UV se degradará la cantidad de naranja de metilo y de esta forma variará su concentración, haciendo que su absorbancia varíe también.

Esto servirá para ubicar láminas de distintos materiales, y hacer que reflejen sobre una muestra de solución, y de esta forma de esta forma saber cuál es la que más naranja de metilo degradó midiendo su Absorbancia.

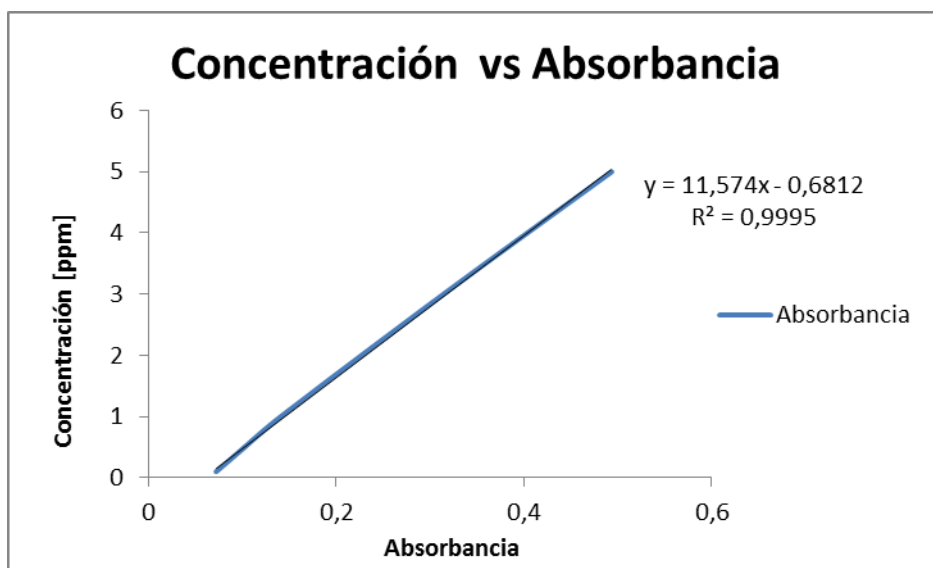
Las láminas usadas tendrán todas, la misma área superficial (25cmx25cm) y se contarán con los siguientes materiales:

- ✓ Aluminio Pulido

- ✓ Aluminio Pulido y Anodizado
- ✓ Acero 304
- ✓ Aluminio Anodizado 2²⁶

Para esta solución se estableció en primer lugar una curva de calibración que relacionara la concentración de naranja de metilo con la Absorbancia figura 64, esto se hizo mediante un sistema de espectroscopia UV-VIS Agilent 8453 ubicado en las instalaciones del Parque Tecnológico de Guatiguará, lugar donde fue llevado a cabo toda la fase experimental de esta sección.

Figura 64. Concentración vs Absorbancia para una solución de naranja de metilo.



Fuente: Autores.

Ya teniendo esta curva se procedió a dejar incidir sobre cada muestra de solución radiación durante un tiempo de 120 minutos y se tomó la concentración final de la solución, 1 para cada material.

²⁶ La lamina de Aluminio Anodizado 2, es un anodizado elaborado por otro proveedor.

Los datos obtenidos se presentan a continuación en la tabla 6.

Tabla 6. Resultados de la prueba de Absorbancia

Lámina	Absorbancia	Concentración
Aluminio Pulido	0,3635	2,5368350
Aluminio Pulido + Anodizado	0,2780	2,578732
Acero 304	0,2862	3,5254860
Aluminio anodizado E.A ²⁷	0,3078	2,8812772
Aluminio Intemperie 4 Días	0,2817	2,6317418

Fuente: Autores.

De los resultados obtenidos se puede observar que la menor concentración final fue la del Aluminio Pulido sin anodizar, seguida del aluminio Pulido y Anodizado, lo cual indica que la lámina que mejor UV reflejo fue la de Aluminio Pulido, seguida por la de Aluminio Pulido y Anodizado.

4.3.3 Material de la cubierta reflectora seleccionado

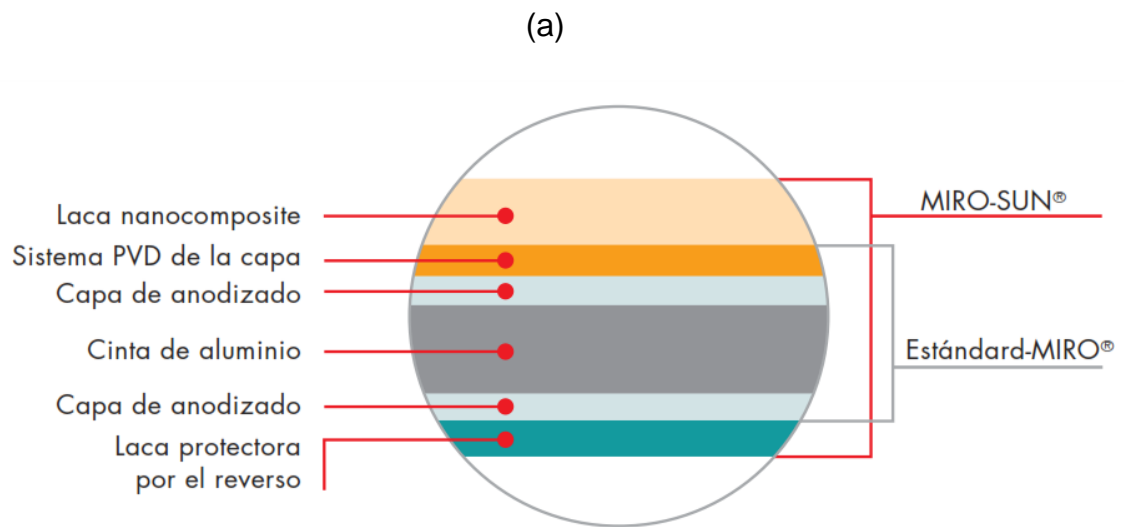
De las pruebas experimentales descritas en la sección anterior se determinó que las cubiertas metálicas de aluminio pulidas eran la opción que podía garantizar mayor reflectividad en el rango UV y activar el catalizador TiO₂ para la generación del flujo de electrones, además de que se puede anodizar para lograr una mayor resistencia a la intemperie. Sin embargo la prueba realizada fue un montaje experimental para evaluar el efecto en la degradación de la solución, debido a la incidencia en el catalizador de los fotones de radiación provenientes de la lámpara, usando distintos materiales para la reflexión y sin tener una forma exacta de cuantificar la energía que se usó para generar la activación del TiO₂, así como la energía suministrada por la lámpara y por tanto el valor de la reflectividad del material. Es por esto que el experimento tiene un alto grado de

²⁷ Aluminio anodizado por la empresa ElectroAcabados.

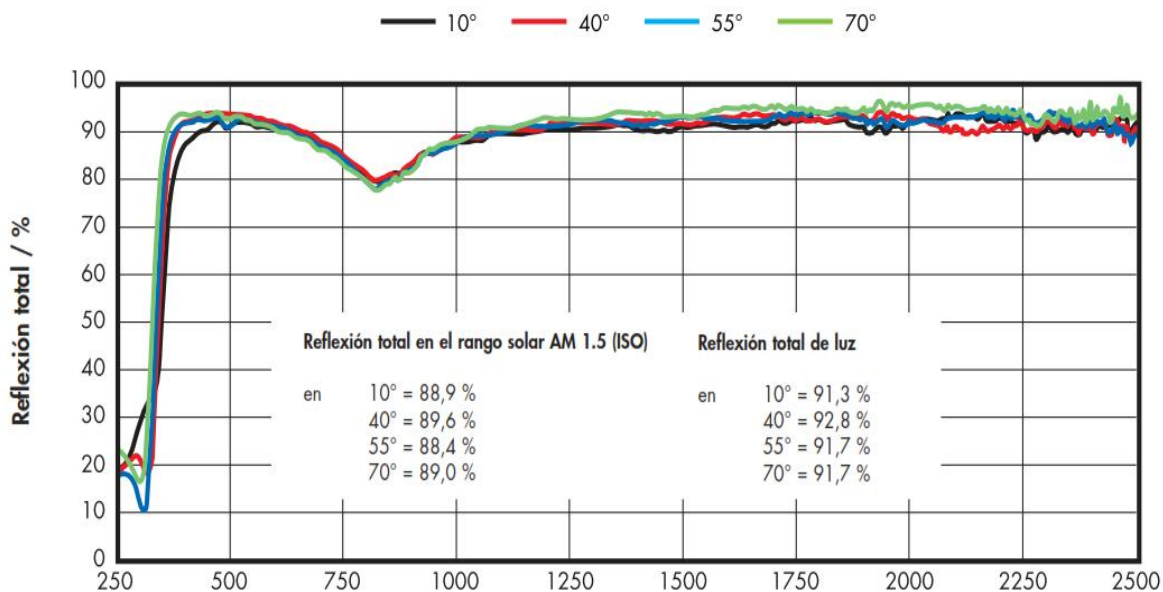
incertidumbre y no resulta válido para la generalización de los resultados, como lo sería una prueba realizada con un instrumento especial que permita cuantificar la reflectividad de los materiales en diferentes longitudes de onda y bajo normas estandarizadas. Los resultados servirán como una aproximación experimental a la teoría referente a la reflectividad en el rango UV de las láminas de aluminio.

Debido a lo anterior se propuso el uso de un material reflectivo que existiera en el mercado, pudiera cumplir con las expectativas de reflectancia en el rango UV y resistencia requerido, y además tuviera referencias de su uso en proyectos similares. El material seleccionado fue la lámina de aluminio **MIRO-SUN® weatherproof reflective 90** que fabrica la compañía Alanod Aluminium GmbH especialmente para aplicaciones solares a la intemperie, la cual presenta buenas propiedades reflectivas, resistente a la abrasión y a diversas condiciones ambientales, además de un precio razonable. La reflectividad total oscila entre 90 y 95 por ciento, y tiene un espesor de 5 mm. Para ver más detalles de las características de la lámina referirse al anexo B.

Figura 65. (a) Corte transversal de la lámina MIRO-SUN® weatherproof reflective 90, (b) Reflexión total en el rango solar.



(b)

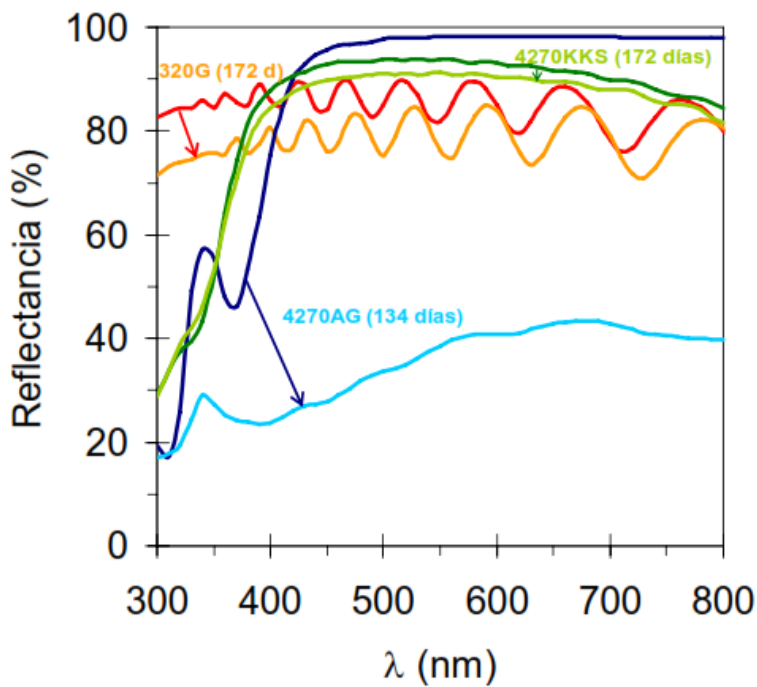


Fuente: Alanod-Solar. EFICIENCIA. SOLAR. SUPERFICIES.

De la figura del catálogo se puede observar que la reflectividad total en el rango de 250 hasta 1000 nm es de un 90% y para el rango UV entre 350 a 400 nm es de un 85%.

Varios autores han utilizado las láminas proporcionadas por la empresa Alanod Aluminium GmbH en sus proyectos para fotocatalisis solar, como ejemplo de esto se puede citar la tesis doctoral de Raquel Portela Rodríguez, “Eliminación fotocatalítica de H₂S en aire mediante TiO₂ soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A”, en la cual la autora seleccionó la lámina Miro Sun 4270KKS frente a otras láminas de mayor reflectancia debido a su durabilidad, realizando pruebas en cámara de envejecimiento, como se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 66. Reflectancia del aluminio 320G, 4270AG y 4270KKS y pérdida sufrida después de varios meses de envejecimiento.



Fuente: Eliminación fotocatalítica de H₂S en aire mediante TiO₂ soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A. PORTELA, Raquel.

Julián Blanco Gálvez²⁸ (2003), afirma que “Aunque llegar a una solución de compromiso es difícil recientes desarrollos en láminas de aluminio anodizado, como el realizado por la empresa alemana Alanod Aluminium-Veredlung GmbH & Co, suponen una más que aceptable materia prima para la construcción de superficies reflectantes UV de alta eficiencia”.

²⁸ Desarrollo de colectores solares CPC para aplicaciones fotoquímicas de degradación de contaminantes persistentes en agua. Blanco, Julián. p. 161.

4.4 SEGUIMIENTO SOLAR

4.4.1 Desarrollo De Un Código De Programación Que Permita Establecer El Tipo De Seguimiento Solar Más Adecuado Para El Concentrador.

Para este proceso se requiere determinar la cantidad de energía captada por cada sistema de seguimiento en base a datos de radiación total para Bucaramanga estimando en primer lugar los valores de ángulos de incidencia y ángulos de cenit, para determinar el factor geométrico R_b para posteriormente hacer el análisis con la radiación incidente y de esta forma establecer el sistema de seguimiento más óptimo para este proceso.

Se plantearán distintos modos los cuales variarán la forma del seguimiento diario, producto de la declinación, pero empleando siempre seguimiento horario ya que este es un requerimiento para el proceso de concentración de concentradores CCP.

Los sistemas a analizar son los siguientes:

- ✓ Sistema con seguimiento horario, horizontal: en este modo se plantea seguir el movimiento del sol continuamente en el día pero manteniendo su inclinación en 0° .
- ✓ Sistema con seguimiento horario, variando la inclinación β del plano 4 veces al año, inclinaciones de 0° , 7° , 30° y -16° .
- ✓ Sistema con seguimiento horario y de inclinación: es un sistema en el cual se variará la inclinación según cada día del año y para la inclinación fija de cada día se hará el seguimiento solar horario.

Adicionalmente se plantearán estudios para los sistemas sin seguimiento solamente para evaluar que tanta energía se puede perder empleando estos sistemas, pero no serán tenidos en cuenta a la hora de escoger el sistema de seguimiento del CCP.

- ✓ Sistema sin seguimiento: es un sistema en el cual el concentrador no tendrá ningún tipo de seguimiento, estará fijo y sin ninguna inclinación de modo que la normal del plano estará colineal con el cenit.
- ✓ Sistema sin seguimiento con inclinación: para este sistema se tendrá un grado de libertad, donde se variará su ángulo de inclinación β para de modo que al mediodía solar el ángulo de incidencia sea de 0° .

Todos estos sistemas se compararán entre sí para establecer el sistema de seguimiento más apropiado para este concentrador, aparte se cuenta con el valor de referencia de seguimiento continuo en 2 ejes donde se tiene que el ángulo de incidencia es siempre 0° para cualquier día a cualquier hora.

Para todos los sistemas se cuenta con un valor común que es la latitud del lugar, el cual se usará como $\varphi = 7^\circ 8' 0''$ que es el valor correspondiente a la latitud de Bucaramanga, Santander.

El análisis deberá establecerse teniendo en cuenta la misma cantidad de radiación sobre cada sistema y así evaluar de forma equitativa los tipos de seguimiento, para este análisis se cuenta con los valores tomados de un trabajo realizado anteriormente en la UIS donde se encuentran tablas de radiación total promedio en Bucaramanga, proporcionados por la estación meteorológica CDMB-UIS.

4.4.1.1 Sistema con seguimiento horario, horizontal.

Para este sistema se parte de una relacion hallada por Duffie and Beckman²⁹ en la cual después de rigurosos cálculos trigonometricos se puede establecer el valor del angulo de incidencia, el cual se estima como:

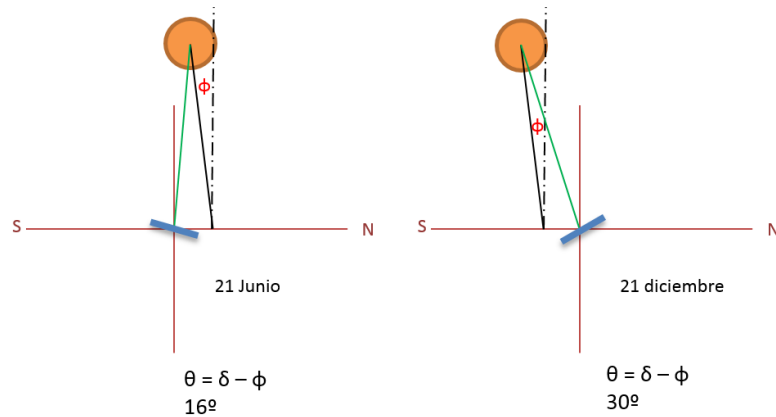
$$\cos \theta = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2} \quad (4.2)$$

²⁹ Solar Engineering of Thermal Processes 2nd Ed.

4.4.1.2 Sistema con seguimiento horario, variando la inclinación.

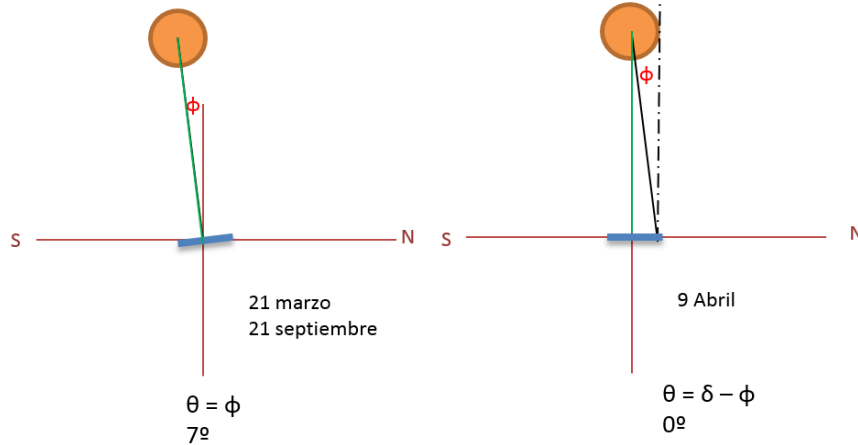
Para elegir las mejores inclinaciones se realizó en primer lugar un estudio sobre el ángulo de incidencia para distintas inclinaciones únicamente al medio día solar y así poder saber que inclinaciones eran mejor para cada época del año, se partió de los valores límite de declinación que se encuentran en los solsticios de Junio y Diciembre y se escogieron adicionalmente 2 posiciones más, que se muestra en las figuras 67 y 68.

Figura 67. Declinaciones solares para los solsticios de junio y diciembre.



Fuente: Autores.

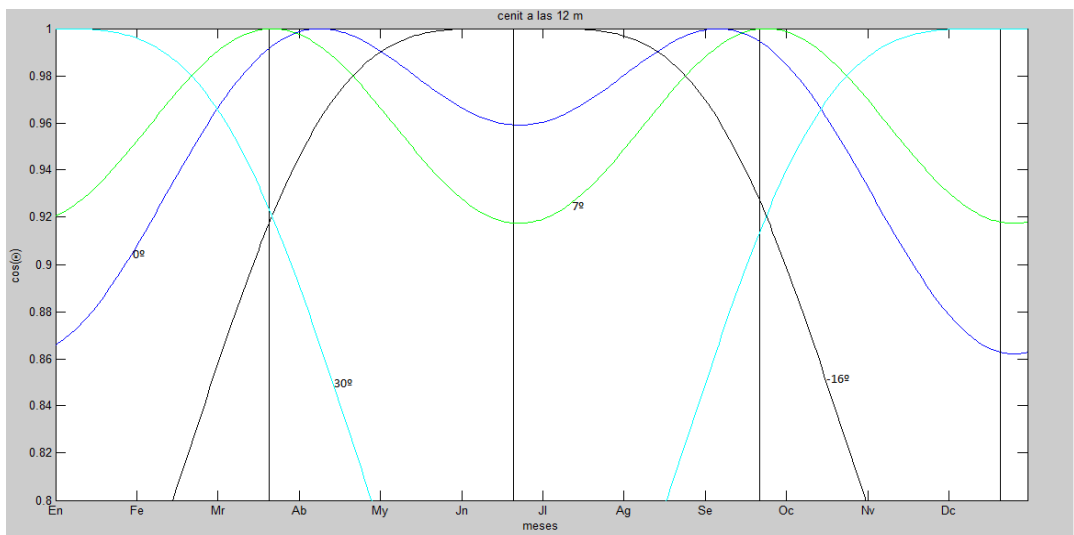
Figura 68. Declinaciones solares para 21 de marzo y 9 de abril.



Fuente: Autores.

Una vez obtenidos estos cuatro valores de inclinación con la ayuda de Matlab se procede a graficar para todos los días al medio día solar el valor del ángulo de incidencia para las inclinaciones ya seleccionadas, y así poder determinar sobre que periodos era de mejor utilizar estas inclinaciones, a continuación se presenta una gráfica que sirvió para determinar dichos periodos.

Figura 69. Ángulo de incidencia al medio día solar para distintas inclinaciones.



Fuente: Autores.

En base a esto se determinan los siguientes periodos:

Inclinación 30° [22 Oct – 22 Feb]

Inclinación 7° [23 Feb - 30 Mar y 16 Sept – 21 Oct]

Inclinación 0° [31 Mar – 1 May y 14 Ago – 15 Sept]

Inclinación -16° [2 May – 13 Ago]

Una vez obtenidos estos periodos se realiza el código y se calcula θ_z de modo distinto para cada periodo variando la inclinación y después se procede a emplear la ecuación 3 para calcular el ángulo de incidencia.

4.4.1.3 Sistema con seguimiento horario y de inclinación

En este sistema se cuenta con un seguimiento al ángulo de declinación muy preciso ya que se requiere variar la inclinación de la superficie de modo que para todos los días el ángulo de incidencia al medio día solar sea de 0° , se procede a realizar el cálculo del ángulo cenital para cada día a cada hora, debido que la inclinación β dependen de los valores de declinación δ , ($\beta = \varphi - \delta$) para el hemisferio norte la ecuación de ángulo cenital queda reducida a:

$$\cos \theta_z = \sin^2 \delta + \cos^2 \delta \cos \omega \quad (4.3)$$

Y posteriormente se realiza el mismo tratamiento descrito con anterioridad.

4.4.1.4 Sistema sin seguimiento

Para este sistema el ángulo de incidencia será igual al ángulo cenital durante todo el día, por lo que se procede a calcular estos valores para cada día del año.

4.4.1.5 Sistema sin seguimiento con inclinacion variable

Para esta configuración se realiza un seguimiento solamente en el ángulo de declinación para establecer un ángulo de 0° al medio día solar pero se dejará fijo en esa posición para cada día.

4.4.1.6 Cálculo Tipo del valor de energia

A continuación se presenta un cálculo tipo del procedimiento a realizar para el análisis de los sistemas de seguimiento tomando como ejemplo el primer sistema (seguimiento horario, horizontal). El día 12 de Enero a las 10:00 am

En primer lugar se calcula la declinación para ese día en base a la ecuación 1.2

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

Tomando $n=12$ se tiene:

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 * \frac{284 + 12}{365}\right) = -21,75^\circ$$

Después de esto se calcula el valor del ángulo del cenit según la ecuación 1.4

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta$$

Tomando $\varphi = 7^\circ$, y $\omega = -30^\circ$

$$\cos \theta_z = \cos(7) \cos(-21,75) \cos(-30) + \sin(7) \sin(-21,75)$$

Se tiene:

$$\cos \theta_z = 0,7532$$

Por lo tanto:

$$\theta_z = 41,13^\circ$$

Una vez obtenido este ángulo se procede a calcular el coseno del ángulo de incidencia según la ecuación 4.2

$$\cos \theta = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{\frac{1}{2}}$$

Remplazando los valores hallados previamente se tiene:

$$\cos \theta = (\cos^2(41,13) + \cos^2(-21,75) \sin^2(-30))^{\frac{1}{2}}$$

$$\cos \theta = 0,8848$$

Con los valores de $\cos \theta$ y $\cos \theta_z$ se calcula el factor geométrico R_b , el cual es necesario aplicar debido a la forma en que se presentan los datos de la radiación incidente.

Según la ecuación 1.5 se tiene:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{0,8848}{0,7532}$$

$$R_b = 1,1747$$

Una vez terminado el cálculo de los ángulos se procede con el cálculo para la radiación, calculando en primero lugar la irradiación extraterrestre

$$I_o = 12 * 3600 * G_{sc} * \left(1 + 0.033 * \cos \left(360 * \frac{n}{365} \right) \right) * (\cos(\varphi) * \cos(\delta)) \\ * (\text{sind}(w_1) - \text{sind}(w_2)) + \pi * \frac{15}{180} * \sin(\varphi) * \sin(\delta);$$

Donde w_1 y w_2 representan el ángulo horario a las 10:00 am y 11:00 am respectivamente, por lo tanto se tiene:

$$I_o = \frac{12 * 3600 * 1367}{\pi} * \left(1 + 0.033 * \cos \left(360 * \frac{12}{365} \right) \right) * (\cos(7) * \cos(-21,75)) \\ * (\text{sind}(-30) - \text{sind}(-15)) + \pi * \frac{15}{180} * \sin(7) * \sin(-21,75);$$

De modo que se obtiene una Irradiación extraterrestre de:

$$I_o = 4085 [KJ/m^2]$$

Entre las 10:00 am y las 11:00 am

Se calcula ahora el índice de claridad K_T según la ecuación 1.6, para lo cual es necesario obtener el valor de la irradiación en un plano horizontal en la superficie de la tierra, esta se toma de los valores proporcionados por la CDMB.

Para las 10:00 am el 12 de enero se tiene una Radiación

$$G = 869 [W/m^2]$$

Que corresponde para el periodo de una hora a una irradiación de:

$$I = G * 3600 = 869 * 3600 = 3128,4 [KJ/m^2]$$

$$K_T = \frac{3128,4}{4085} = 0,765$$

Con este valor del índice de claridad se calcula el valor de la componente difusa y directa de la Irradiación según lo descrito en la sección 1.5

Para $K_T = 0,765$

$$\frac{I_d}{I} = 0,177$$

De modo que el valor de la componente difusa de la Irradiación es:

$$I_d = 0,177 * 3128,4 = 553,72 [KJ/m^2]$$

Y la componente directa será

$$I_b = I - I_d = 3128,4 - 553,72 = 2574,6 [KJ/m^2]$$

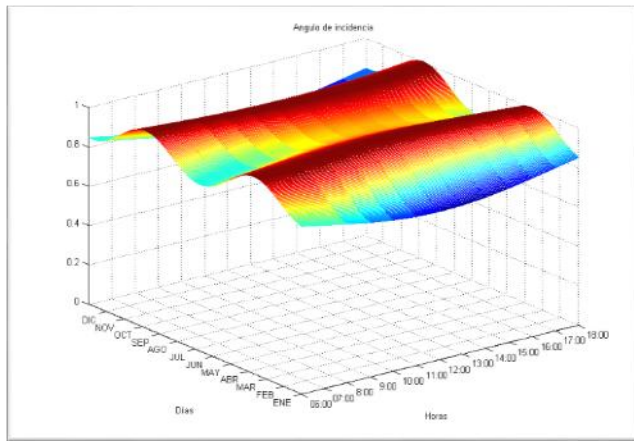
Finalmente este valor se multiplica por el factor geométrico R_b y el área superficial ($1,5 \text{ m}^2$) y se tiene la energía captada entre las 10:00 am y las 11:00 am para el 12 de enero.

$$E = I_b * R_b * 1,5 = 4536,5 \text{ [KJ]}$$

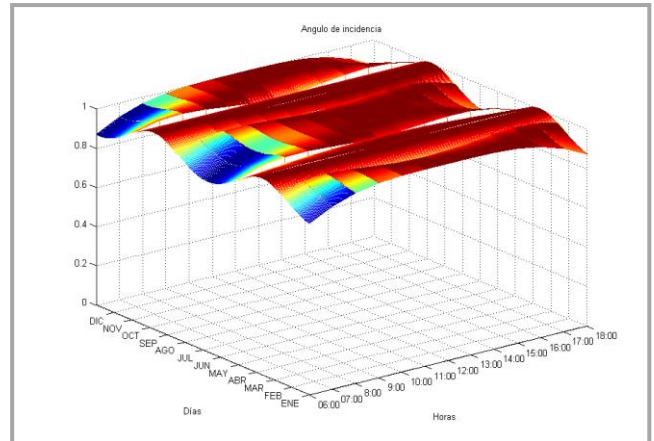
De manera similar se calcula esta energía para cada día durante 360 días.

A continuación se presentan las mallas obtenidas de los cosenos de los ángulos incidencia para cada día y cada hora de cada configuración.

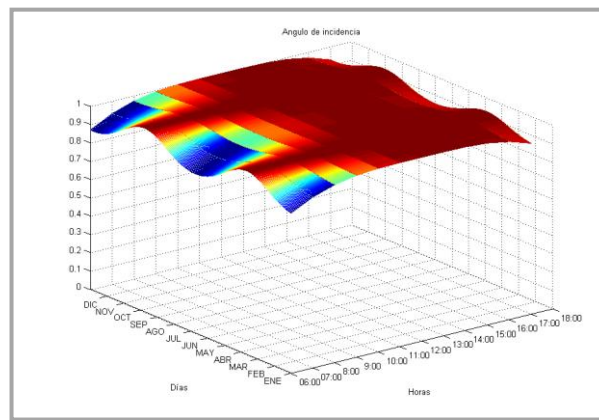
Figura 70. Valor $\cos \theta$ para distintos sistemas de seguimiento.



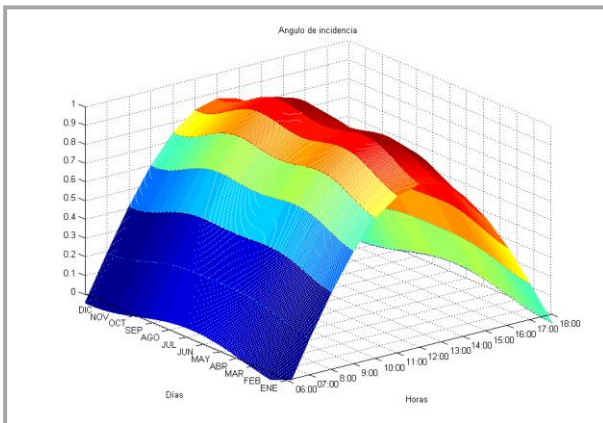
(a)



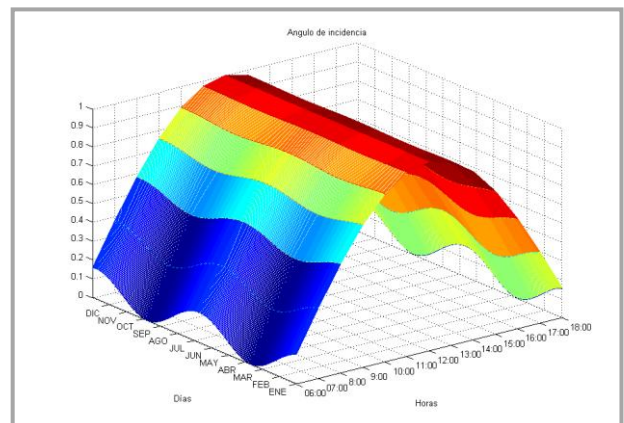
(b)



(c)



(d)



(e)

Fuente: Autores.

4.4.1.7 Resultados

Los resultados obtenidos de la evaluación de cada sistema de seguimiento se presentan a continuación en la tabla 7.

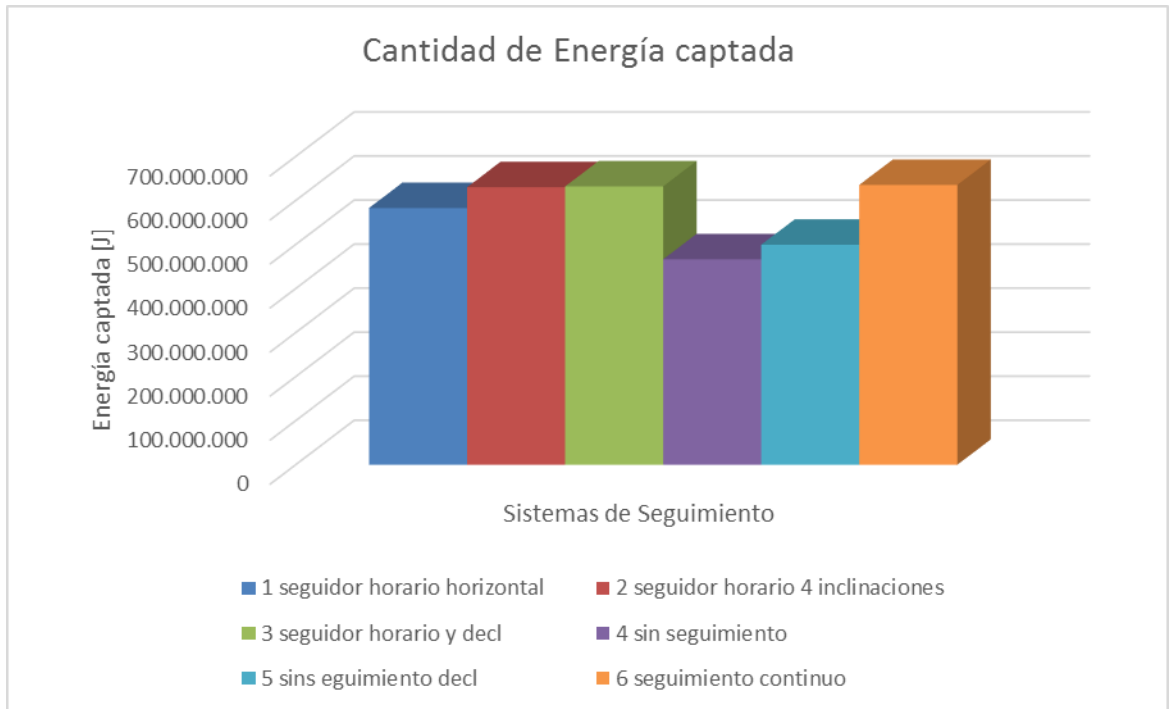
Tabla 7. Resultados del análisis energético sobre distintos modos de seguimiento.

	Sistema de seguimiento	Energía captada [J]	Porcentaje perdido
1	seguidor horario horizontal	583.212.857,52	8,23
2	seguidor horario 4 inclinaciones	630.416.846,50	0,80
3	seguidor horario y decl	632.240.893,40	0,51
4	sin seguimiento	466.728.402,02	26,56
5	Sin seguimiento con decl	499.741.932,67	21,36
6	Seguimiento continuo	635.498.397,31	0,00

Fuente: Autores.

La columna 3, porcentaje perdido, de la tabla 7 corresponde al porcentaje que se perdió de energía por no emplear un seguimiento continuo.

Figura 71. Cantidad de energía captada para distintos modos de seguimiento.



Fuente: Autores.

En base a estos resultados se establece que el mejor modelo a implementar es el de seguimiento horario y de declinación diaria, debido a que para efectos de construcción el montaje sería muy parecido al del número 2 (seguidor horario, 4 inclinaciones) y se puede aprovechar un poco más de energía.

4.4.2 Generación Del Movimiento Del Concentrador.

En base al estudio realizado en la sección 4.4.1 se deben generar 2 movimientos en el concentrador, uno para seguir el sol durante el día y otro para seguir el movimiento aparente del sol debido a la declinación del eje de la tierra. Para la generación del movimiento horario se necesitaba un motor que contara con las siguientes características:

- ✓ Baja velocidad.
- ✓ Sistema de Autobloqueo.
- ✓ Alto torque.

Se pensó en primer lugar en usar un servomotor, por lo que se procedió a solicitar información acerca del costo y las características de un motor que se asemejara al requerido, debido a que los servomotores funcionan poseen un rango de trabajo menor de 360° no era posible acoplar otra reducción a la salida del servomotor, ya que disminuiría aún más el rango de trabajo del servo, de modo que era obligatorio conseguir un servomotor de alto torque, los cuales tenían un precio muy elevado, de modo que se buscó un motorreductor de corriente continua, el cual fuera más fácil de conseguir en el mercado local.

Después de un análisis a las distintas opciones ofrecidas se optó con adecuar un motorreductor de limpiaparabrisas el cual contaba con las siguientes especificaciones mostradas en la tabla 7.

Tabla 8. Especificaciones de un motorreductor de limpiaparabrisas.

Característica	valor	Unidades
Voltaje de Operación	12	Voltios [V]
Corriente sin carga	4	Amperios [A]
Corriente de parada	16	Amperios [A]
Velocidad 1	30	Rpm
Velocidad 2	40	Rpm

Fuente: Autores.

Debido a la velocidad que poseía este motorreductor, para esta aplicación, era necesario acoplar a la salida del motorreductor una reducción más, de modo que se incorporó otra caja de reducción sinfín-corona con una relación de 18:1.

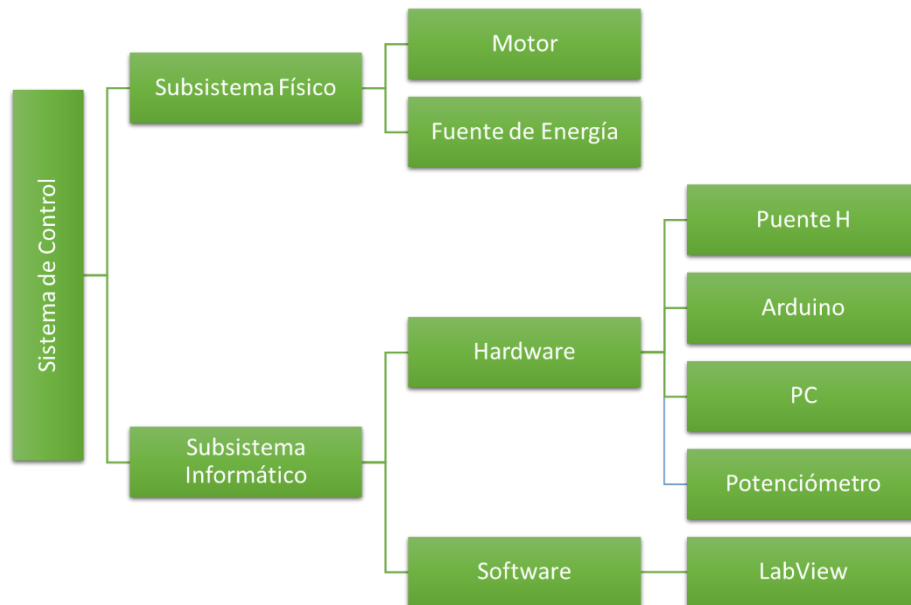
Para el movimiento con respecto a la declinación se estableció que debido a que eran apenas unos 45° en todo el año era innecesario adaptar un motor para esto, de modo que esta posición se dará manualmente.

Se requerirá otro sistema de reducción sinfín-corona de modo que sea auto bloqueante y mantenga la posición ya establecida.

4.4.3 Sistema De Control De Seguimiento Solar

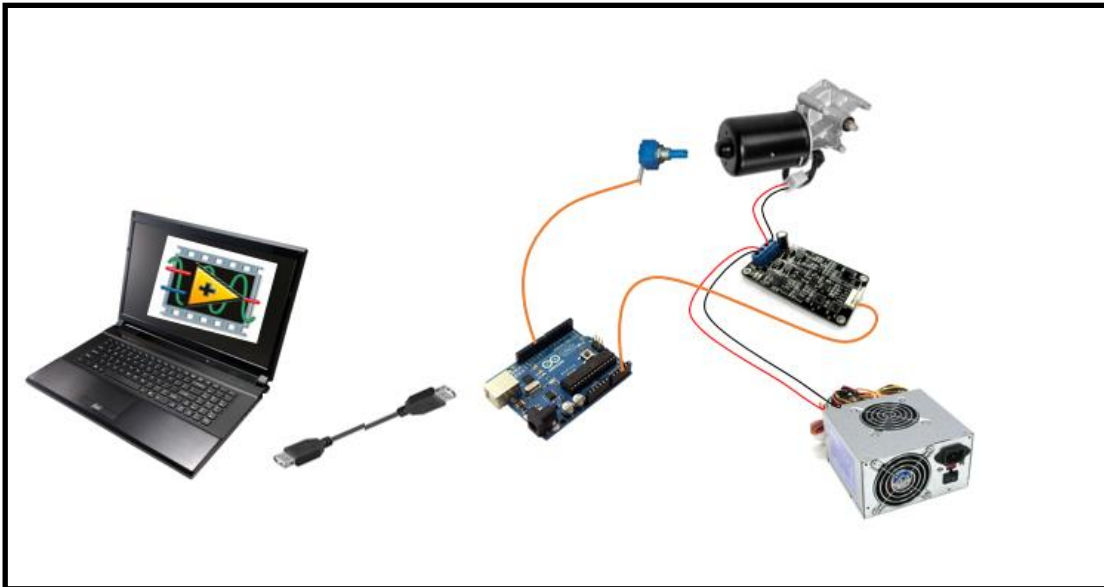
El sistema de seguimiento solar el cual fue establecido en la sección 4.4.1 constará diversos elementos, los cuales se presentan en el siguiente mapa conceptual.

Figura 72. Mapa conceptual del sistema de seguimiento solar.



Fuente: Autores

Figura 73. Esquema físico de los componentes del seguimiento solar



Fuente: Autores.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los componentes junto con su función dentro del sistema de seguimiento.

Fuente de Energía: Es un dispositivo que toma energía a 110V y lo regula a tensiones más bajas entre 5 y 12 V. suministra la energía necesaria para el funcionamiento del *Motor* y del *Puente H*.

Motor de CC: Es el actuador del sistema de control el cual mueve la superficie parabólica del CCP.

Puente H: Es una tarjeta controladora que tiene como función invertir el sentido de giro del motor y regular su velocidad mediante modulación de ancho de pulsos PWM.

Potenciómetro Lineal: sirve de retroalimentación del sistema de control de seguimiento, ya que mediante una señal de voltaje se puede determinar la posición actual del motor.

Tarjeta Arduino: permite la comunicación entre el *Software* y el *Hardware*.

4.4.3.1 Entorno de desarrollo Labview

Labview es una plataforma de programación gráfica diseñada para adaptarse a sistemas simples como grandes sistemas complejos de múltiples variables, su funcionalidad se basa en la implementación de bloques, cables y flujo de datos. Labview posee un gran número de herramientas establecidas en bloques que facilitan el trabajo del programador, estos bloques deben ser unidos mediante cables que son las conexiones entre bloques por donde irá el flujo de datos.

4.4.3.2 Tarjeta Arduino

Como se mencionó anteriormente se empleará una tarjeta Arduino como DAQ³⁰, las tarjetas Arduino toman información del entorno a través de sus pines de entradas ya sean analógicos o digitales. Las diferencias en los tipos de placas (UNO, DUEMILANOVE, DIECIMILA, MEGA) se dan principalmente debido a su microcontrolador, los cuales forman parte de la familia AVR y también a la cantidad de entradas y salidas que posea la tarjeta, por otra parte el software Arduino de código abierto se ejecuta en cualquier sistema operativo sin ninguna complicación.

4.4.3.3 Comunicación Arduino-Labview

Para emplear la tarjeta Arduino como DAQ es necesario tener instalados en el computador donde se desee realizar el vínculo el kit de controladores VISA de National Instruments y el complemento LIFA (Labview Interface for Arduino) además de Labview y Arduino.

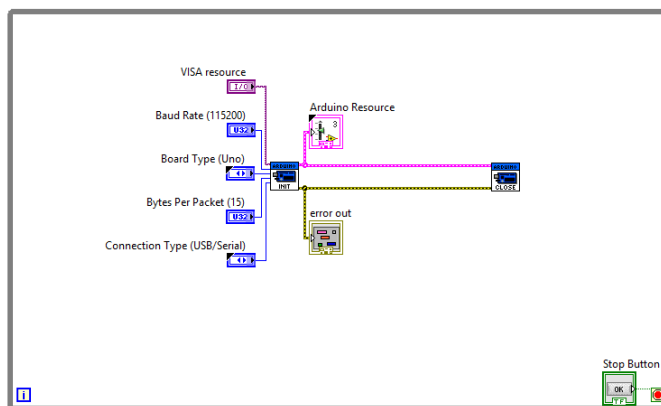
En primer lugar es necesario cargar a la tarjeta de Arduino un programa que envíe los datos obtenidos por sus pines a Labview directamente, este código de programación es ofrecido por National Instruments, una vez hecho esto se procede a diseñar el sistema de control en Labview donde se incluyen los bloques de programación propios del complemento LIFA y así se tiene acceso a los datos recibidos en la tarjeta Arduino.

³⁰ Tarjeta de adquisición de datos

Para iniciar la recolección de datos por parte de la Arduino se programa en primera instancia el tipo y nombre de puerto que se va a emplear para conectar la tarjeta, la rata de datos enviados, el tipo de tarjeta conectada los bytes por segundo y el tipo de conexión mediante controles sobre el bloque *INIT* de LIFA, este bloque es el encargado de iniciar la comunicación con los parámetros ya establecidos por los controles mencionados anteriormente, el vínculo se termina mediante el bloque *CLOSE* el cual se encarga de cerrar el puerto de comunicación una vez terminada la ejecución del programa. Todos los bloques de control de LIFA deben ir cableados mediante el *recurso Arduino* y el lazo de *error*, con el fin de que todos los parámetros de programación se transfieran de un bloque a otro.

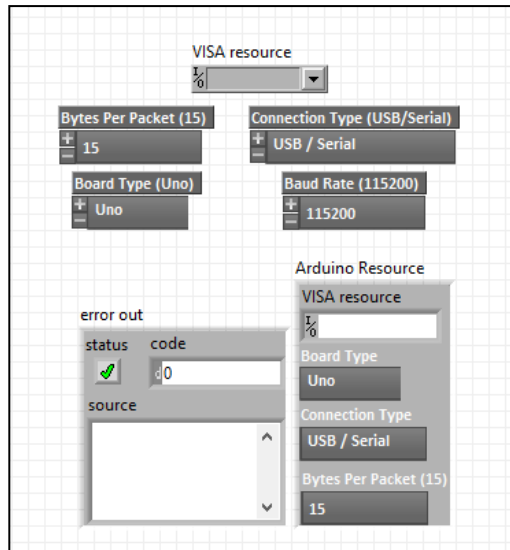
Las figuras 74 y 75 muestran el panel de control y el diagrama de bloques necesario para establecer la comunicación de Arduino con Labview, en este programa se adicionaron dos indicadores, uno para el *recurso Arduino* y otro para el *error* que son muy útiles para llevar un monitoreo de estos parámetros.

Figura 74. Programación para comunicar Arduino y Labview, diagrama de bloques.



Fuente: Autores.

Figura 75. Programación para comunicar Arduino y Labview, Panel Frontal

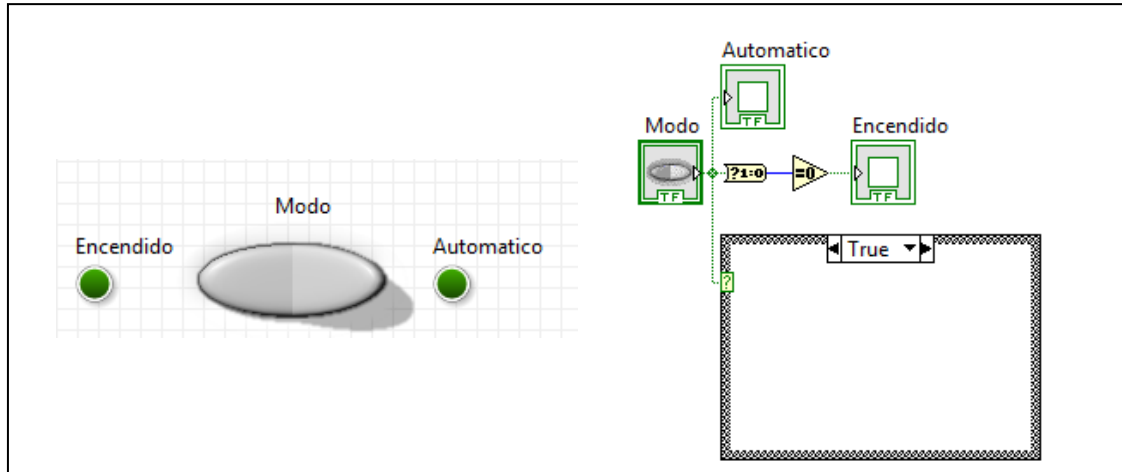


Fuente: Autores.

Para el sistema de control se establecen 2 modos de seguimiento, los cuales son llamados *Encendido* y *Automático*, en el modo *Encendido* el sistema se posicionará exactamente en el ángulo del sol que corresponda a la hora del día de análisis, y en el modo *Automático* el sistema se moverá automáticamente cada cierto tiempo, este tiempo es establecido mediante el ángulo de aceptación que se desee introducir al programa, el valor máximo del ángulo de aceptación es descrito en el capítulo 3.

Para iniciar el programa el usuario deberá escoger alguno de estos dos modos de control, para lo cual se cuenta con un interruptor y dos LEDs en el panel frontal, en el diagrama de bloques esta señal del interruptor ingresara a una estructura *CASE-true/false*, y en ella se tendrá la programación para los 2 distintos modos de control, ver figura 76

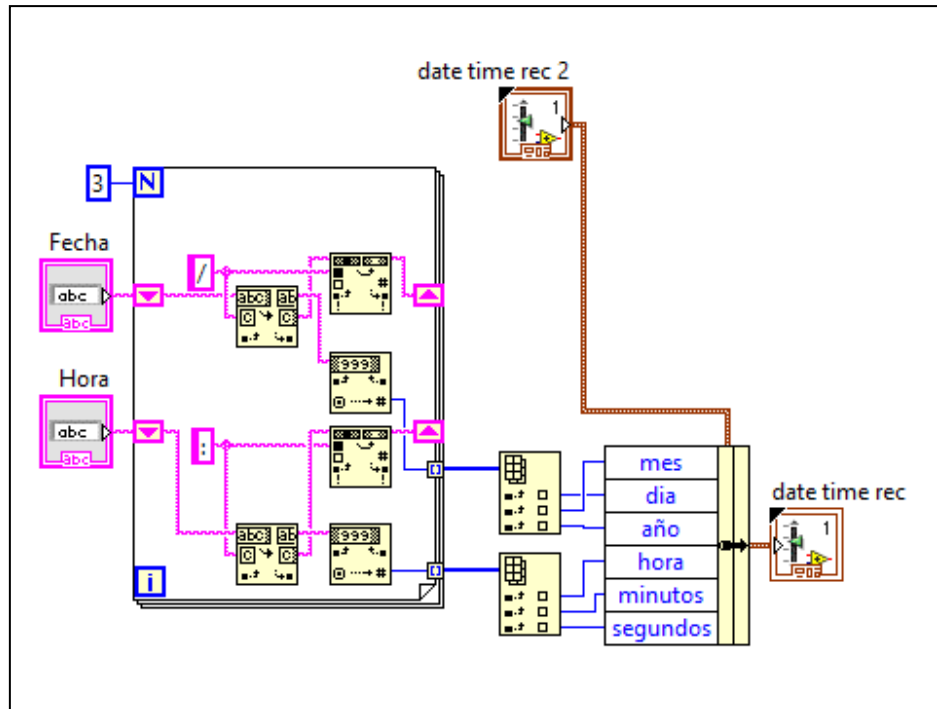
Figura 76. Selección del modo de control. Panel frontal y diagrama de bloques.



Fuente: Autores.

Para conocer la hora y día se usa el bloque *Get Date/Time String*, el cual toma los valores de hora y fecha configurados en el computador y los convierte a formato string, para ser usados en el diagrama de bloques, una vez obtenidos estos datos es necesario realizar un tratamiento de la señal y convertirlos de formato string a formato integer para poder realizar los cálculos necesarios para obtener la posición angular del sol, para realizar el tratamiento de la señal se emplea una subVI, con los bloques de *Search/Split String*, *Search and Replace String* y *Decimal String to Number* dentro de una estructura *for* esto se hace debido al formato en que se obtienen los datos, para la fecha 12/01/2013 y para la hora 9:15:12 y es necesario obtener cada dato por separado: hora, minuto, segundo, día, mes y año. El diagrama de bloques para la conversión de la señal se presenta en la figura 77.

Figura 77. Diagrama de bloques para convertir la fecha y hora en valores por separado.



Fuente: Autores.

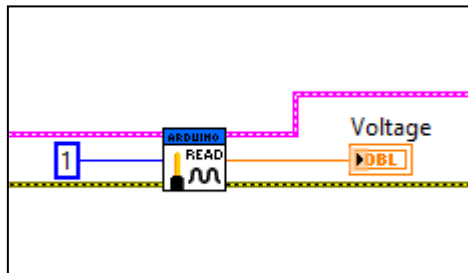
Con estos valores de día, mes, año, hora, minutos y segundos establecidos se ingresan a un bloque de *Formula Node* donde se calcula el valor de la declinación para ese día mediante el uso de la ecuación 2, donde se requiere únicamente el número del día del año, con el valor de la declinación y el valor de la latitud se establece el ángulo de inclinación del concentrador que es el primer valor a mostrar en el panel frontal, por otra parte se calcula el momento en el cual sale el sol para ese día, este factor es importante para conocer la velocidad aparente del sol de este a oeste, se calcula dividiendo la duración del día entre 90° que es correspondiente al amanecer y al atardecer.

Con este factor sabiendo la hora se puede conocer el ángulo del sol al transcurrir el día, este ángulo será nuestro valor a seguir con el concentrador.

Para conocer la posición instantánea del concentrador fue adecuado un potenciómetro lineal a la otra salida de la caja de reducción, de modo que tiene la misma posición angular que el eje principal del concentrador, este potenciómetro envía una señal de voltaje dependiendo del ángulo al que se encuentre, en función del voltaje al que se alimente, lo cual es de gran utilidad porque no es necesario realizar algún tipo de adecuación de esta señal.

Este valor de voltaje es ingresado al sistema de control mediante la lectura de un pin analógico de la tarjeta Arduino, este procedimiento se realiza mediante la adición del bloque *Analog Read*, al cual se le debe ingresar el valor del puerto a leer. El procedimiento para leer este pin es esquematizado en la figura 78.

Figura 78. Lectura de un pin analógico de la tarjeta Arduino mediante Labview.



Fuente: Autores.

Este valor de voltaje se convierte a posición angular mediante una caracterización realizada al potenciómetro a fin de determinar la variabilidad de voltaje con respecto a su rotación y de este modo se tiene el valor de Set Point para el sistema de control.

✓ **Algoritmo de control.** El algoritmo de control es únicamente P (proporcional), debido a que es el que mejor se adecua a la forma en que se va a seguir el sol, este mecanismo de control que es bastante sencillo se basa en enviar una señal de control proporcional al error presente en el sistema, una de sus desventajas

es que se debe lidiar con un valor de error³¹ en estado estable pero para nuestro sistema este error, si es muy pequeño, es admisible debido al rango del ángulo de aceptación. Para este sistema de control es necesario establecer una constante K_p que es la encargada de efectuar la proporcionalidad entre el error y la señal de control, esta constante es sintonizada de acuerdo a los requerimientos de la planta.

Para el sistema de control se dejará la constante K_p en un rango en donde el usuario pueda modificarla en tiempo real y así se pueda observar el comportamiento del sistema al manipular esta variable.

De esta forma ya se tiene establecida una señal de control la cual debe ser escrita en la tarjeta Arduino para ejecutar una acción sobre el motor, debido a que el concentrador puede estar en una posición angular mayor o menor a la del sol el sistema debe ser capaz de avanzar o retroceder dependiendo de la necesidad, es por esto que es de gran importancia adecuar un puente H al sistema de tal forma que haga girar el motor en un sentido u otro.

4.4.3.4 Puente H

El puente H empleado es un controlador de motor Cytron MD10C, figura 79, el cual es un puente H diseño para controlar motores de corriente continua que consuman hasta 10 A en forma continua, y soporta hasta un pico de corriente de 15 A durante 10 segundos, posee 4 conectores de potencia y 4 de control, los cuales son para la alimentación de la tarjeta, la señal de control, la dirección de movimiento y la tierra.

Este controlador se puede emplear en motores que funcionen de 3 hasta 25 V, se opera mediante una señal de PWM con una frecuencia máxima de 10 KHz.

³¹ El Error en sistemas de control se define como la diferencia entre la salida del sistema y la referencia o Set Point.

La tabla de control lógico del controlador se presenta a continuación:

Tabla 9.Control lógico del puente H

Pin 2 (PWM)	Pin 3 (DIR)	Salida (A)	Salida (B)
Low	X no importa	Low	Low
High	Low	High	Low
High	High	Low	High

Fuente: http://www.cytron.com.my/usr_attachment/MD10C_Users_Manual.pdf

Figura 79. Controlador de motor Cytron MD10C

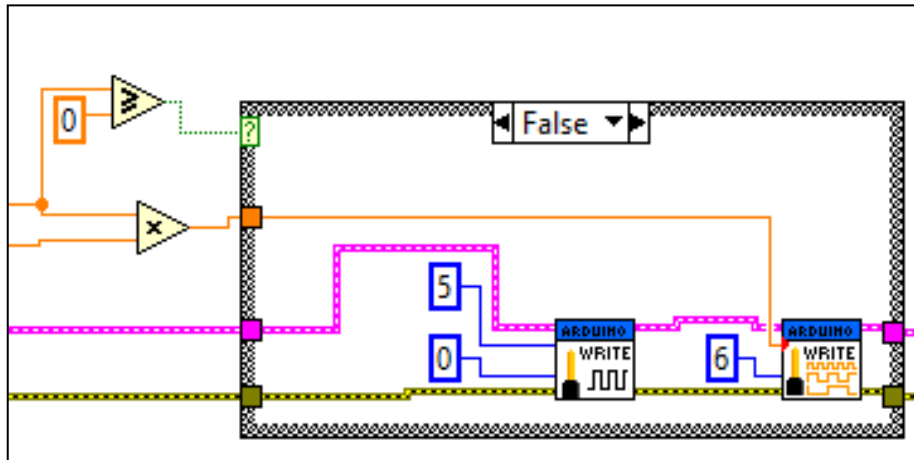


Fuente: http://www.cytron.com.my/usr_attachment/MD10C_Users_Manual.pdf

Modo de control *Encendido*: Para este modo la forma en que es obtenido el error es realizando una sustracción del valor de setpoint y la señal del potenciómetro, esto implica que cuando este resultado es positivo el concentrador debe avanzar (moverse en sentido horario) y cuando es negativo, retroceder (moverse en sentido antihorario) con esto se procede a programar la salida del sistema de control hacia la tarjeta Arduino de modo que si es positivo el error escriba H

sobre el pin de Dirección de la tarjeta sobre un pin de salida y si es negativo escriba L sobre este mismo pin.

Figura 80. Escritura de la señal de control, modo Encendido.



Fuente: Autores.

Modo de control *Automático*: Este modo de control fue diseñado teniendo en mente que una vez posicionado el colector en la dirección de los rayos incidentes solares, es fácil seguir la trayectoria del sol y como ya se mencionó no es forzoso seguir el sol continuamente, de esta forma se plantea un sistema en el cual se siga el sol cada cierto tiempo, este tiempo es definido mediante el ángulo de aceptación. Para establecer los tiempos de apagado y encendido, fue implementado el bloque *simulate signal (square)*, donde se debe ingresar al bloque los datos de Amplitud, Fase, Frecuencia y Duty Cycle. Estos datos son definidos así:

$$\text{Fase} = 0^\circ$$

$$\text{Amplitud} = 1$$

$$Frecuencia = \frac{1}{tiempo\ on + tiempo\ off} \quad (4.4)$$

$$Duty\ Cycle = \frac{tiempo\ on}{tiempo\ off} * 100\% \quad (4.5)$$

El tiempo on es tiempo en el cual se está escribiendo la señal de control y debe ser adecuado a la planta

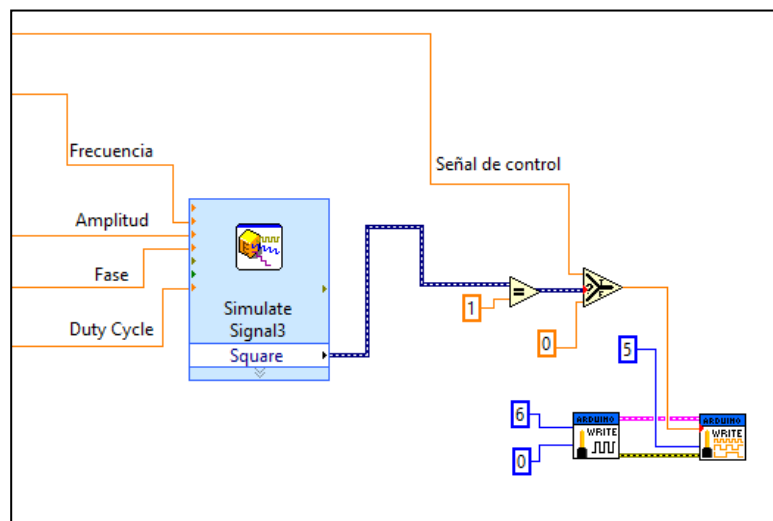
El tiempo off es el tiempo en el cual está apagado el motor y es definido mediante el ángulo de aceptación así:

$$tiempo\ off = \frac{Ang\ Acep}{Factor} \quad (4.6)$$

Este factor es el que se mencionó anteriormente que establece la velocidad angular del sol [$^{\circ}/seg$]

Una vez establecida la señal cuadrada se creará una condición de escritura de la señal de control, si el valor de la señal simulada es de 1 la escribirá, de lo contrario escribirá 0 en la salida del sistema, haciéndolo siempre por el pin de salida de avance (movimiento horario). Este proceso se muestra en la figura 81.

Figura 81. Escritura de la señal de control, modo Automático.



Fuente: Autores.

De esta manera se obtienen las 2 formas de lectura y escritura para los 2 modos de control.

4.5 CONSTRUCCIÓN DEL CONCENTRADOR

En esta sección se describirá el proceso de construcción y ensamblaje de los distintos subsistemas que conforman el colector para fotocátalisis solar. Inicialmente se describirá la construcción del esqueleto soporte de la cubierta reflectora, el doblaje de la lámina de aluminio que dará forma a la lámina reflectiva; posteriormente se describirá el proceso de fabricación de los cabezales para el fotoreactor y el ensamblaje respectivo al esqueleto. Por último se presentará el ensamblaje del sistema de seguimiento en azimut por medio del motoreductor y del seguimiento manual en elevación, y la instalación del sistema hidráulico para la recirculación y almacenamiento del agua de producción.

4.5.1 Subsistema Para La Cubierta Reflectora.

Debido a la dificultad de obtener una forma precisa para la lámina se dobló en primer lugar un tramo de tubería cuadrada estructural de $\frac{3}{4}$ de pulgada, luego se construyó el esqueleto de la cubierta, el cual serviría para obtener una mejor precisión en el proceso de cilindrado de la lámina de aluminio de 3 mm, la cual a su vez servirá de molde para dar forma a la lámina delgada de aproximadamente 0.5 mm con posibilidad de recambio entre diversas láminas de distintos materiales.

Los tramos cuadrados de acero doblados fueron soldados a tramos rectos para darle la forma final al esqueleto.

Figura 82. Doblaje de los tramos cuadrados de acero para la construcción del esqueleto.



Fuente: Autores

A continuación se construyeron los soportes para sostener a los cabezales y por consiguiente el fotoreactor en el foco lineal de la parábola cilíndrica. Estos soportes fueron contruidos en perfil de acero de tres cuartos de pulgada y soldados al esqueleto y a láminas con forma semicircular para que actúen como abrazaderas y sostengan los cabezales.

Figura 83. Esqueleto soporte para la cubierta reflectora.



Fuente: Autores.

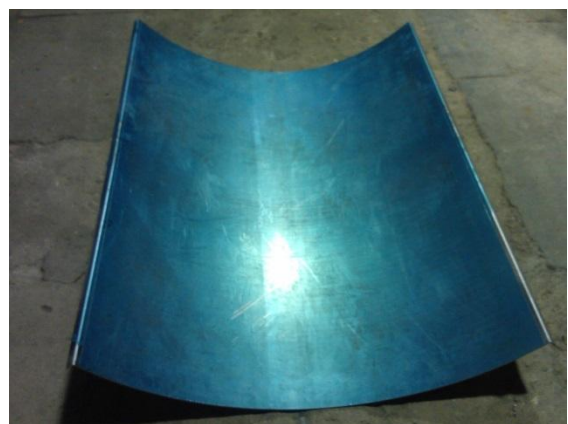
El soporte para la lámina delgada de alta reflectividad, el cual va ajustado al esqueleto, se fabricó en lámina de aluminio de 3 mm como se dijo anteriormente y fue doblado en la empresa CORPLIEGUES tratando de conseguir la forma parabólica diseñada. Sin embargo las maquinas existentes en la empresa solo podían dar forma semicircular a la lámina con un radio muy amplio, es por esto que el debido ajuste de esta lamina al esqueleto garantizará su forma parabólica, ya que la precisión en el doblado de los tramos cuadrados del esqueleto fue mayor.

Figura 84. Procesos de doblado de la lámina de aluminio de 3 mm.



Fuente: Autores.

Figura 85. Lámina de aluminio de 3mm con forma parabólica.



Fuente: Autores

El siguiente paso fue el acople del eje de 1 pulgada con el que se hará el seguimiento del sol en azimut, con ayuda del motoreductor. Se cortaron platinas de $\frac{1}{4}$ in de espesor y se taladraron con el diámetro del eje, luego fueron soldadas al esqueleto, y todo el conjunto fue ajustado al eje mediante prisioneros en las platinas.

4.5.2 Construcción Del Sistema Hidráulico

Para el proceso de maquinado de los cabezales se contó con la ayuda de un servicio de torneado de un taller ubicado en la calle 23 # 12-55. Para realizar el acople entre los cabezales y el sistema hidráulico fue realizado un roscado interno en la parte posterior del cabezal cónico, a fin de conectar un racor de 1 pulgada macho-espigo, también fueron realizados agujeros taladrados para las conexiones eléctricas de los electrodos, además, fueron instaladas mangueras transparentes de 1 pulgada para conectar la bomba y el tanque al reactor

Figura 86. Cabezales de conexión hidráulica.



Fuente: Autores.

El sistema de bombeo se acopló con el depósito mediante manguera transparente de 1 ½“. El tanque empleado fue un recipiente plástico de 40 litros y como bomba se utilizó una bomba de lavadora doméstica.

4.5.3 Construcción de la Estructura del CCP

La estructura del concentrador fue diseñada y construida con tubo cuadrado de acero estructural de 1 ½ “ con 2 marcos que facilitaran el soporte del equipo y los 2 grados de libertad que fueron optados previamente en la selección del modo de seguimiento solar. Finalmente a la estructura se le realizó un acabado electrostático de pintura blanca.

Figura 87. Concentrador Cilindro Parabólico.



Fuente: Autores.

5 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE CONCENTRACIÓN Y DESARROLLO PRÁCTICO

En este capítulo se llevara a cabo el análisis teórico de la producción de hidrogeno teniendo en cuenta las propiedades ópticas de los materiales, valores reales de radiación y factores de diseño del concentrador. Así mismo, se hace el estudio de la eficiencia óptica del concentrador y la eficiencia total del sistema en la producción de hidrógeno haciendo uso de los valores de radiación proporcionados por la Corporación de la Defensa de la meseta de Bucaramanga. Por último se realizará la documentación de las pruebas de funcionamiento del control de seguimiento solar y demás sensores instalados.

5.1 ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN INCIDENTE DENTRO DEL REACTOR

La estimación de la radiación incidente dentro del reactor se hará como se describió en la sección 3.2.3 mediante la ecuación 3.19, con la cual se calcula la radiación absorbida [w] a lo largo de todo el tubo absorbedor. Para poder determinar un valor de radiación es necesario establecer una hora y un día, ya que la radiación depende del ángulo de incidencia en el concentrador.

$$S = I_b * \rho * \tau * F_\gamma * K_\theta * Aa$$

Retomando los valores proporcionados por la CDMB para la radiación incidente el día 18 de julio a las 11:00 am se tiene un valor de 1123 [W/m^2], y un ángulo de incidencia de 0.81 grados para el sistema de seguimiento seleccionado (sección 4.4.1). con este valor se procede a calcular el factor de corrección del

ángulo de incidencia K_θ y el área efectiva de apertura, ecuaciones 3.23, 3.24 y 3.25

Factor de corrección de ángulo de incidencia (K_θ)

$$K_\theta = 1 - 6,74 * 10^{-5} * \theta^2 + 1,64 * 10^{-6} * \theta^3 - 2,51 * 10^{-8} * \theta^4$$

Con este ángulo de incidencia, K_θ da aproximadamente 1 como se puede apreciar en la figura 31.

Área de Apertura Efectiva (Aa)

El área de apertura efectiva será el área total de apertura $1,5 \text{ m}^2$, menos el área perdida SE.

$$Aa = 1,5 - SE$$

$$SE = a * L_E = a * F_m * \tan \theta$$

$$F_m = F + \frac{a^2}{48 * F}$$

Con un diámetro de apertura a de 1m y una distancia focal de 30 cm se obtiene que el factor F_m da como resultado 0,369 m, y el área pérdida $5,22 * 10^{-3} \text{ m}^2$ por lo cual el área de apertura efectiva resulta de:

$$Aa = 1,5 - 5,22 * 10^{-3} = 1,4947 \text{ m}^2$$

Factor de Interceptación (F_γ)

El factor de interceptación se puede calcular con la ecuación 3.20

$$F\gamma = 1 - e^{-\left(\frac{h * r}{r_r}\right)^2}$$

Donde r es el radio del tubo absorbedor, 75 mm en nuestro caso y r_r el radio máximo de la parábola que se calcula teniendo en cuenta ϕ_r y la distancia focal, ecuación 3.16.

$$r_r = \frac{2f}{1 + \cos\phi_r}$$

Lo cual da un valor de r_r de 50,83 cm

Ahora h se calculará por la ecuación 3.21, donde I_{max} está dado por la ecuación 3.22, en la cual I es de 636 $[W/m^2]$.

$$h = \frac{I_{max} * a * \sqrt{\pi}}{2}$$

$$I_{max} = \frac{I * \rho}{\pi}$$

La lamina Miro-Sun proporcionada por Alanod muestra que la reflectividad total es de 0,90 como se ve en la sección 4.3.3, por lo tanto los valores de I_{max} y h son de 182 y 161 respectivamente.

Finalmente el valor del **factor de interceptación $F\gamma$** es de 1. Esto solo quiere decir que geoméricamente toda la radiación reflejada es interceptada por el tubo absorbedor, sin embargo estas ecuaciones no consideran el efecto por errores ópticos de la construcción. Teniendo en cuenta el ensamblaje que fue llevado a cabo se trabajará con un factor de interceptación $F\gamma$ estimado de **0,85**, el cual tendrá en cuenta las pérdidas ópticas en la construcción por errores aleatorios.

Reflectividad (ρ)

El valor de reflectividad de la lámina Miro-sun fue especificado en la sección 4.3.3 y es de **0,90** para todo el espectro de radiación.

Transmisividad (τ)

El valor de transmisividad se obtuvo en la sección 4.1.2 para el tubo suministrado por Schott, el cual es de **0,90** en todo el rango de radiación.

Radiación Directa (I_b)

Para estimar el valor de I_b se usará el método de cálculo descrito en la sección 4.4.1.6 y con una radiación medida por el Piranómetro de 1123 [W/m^2] se tiene un valor I_b de **1204 [W/m^2]**

Por lo tanto se obtiene un valor de radiación absorbida de:

$$S = 1204 * 0,9 * 0,9 * 0,85 * 1 * 1,4947$$

$$S = 1239 [W]$$

Se realizó el cálculo de la radiación S absorbida por el tubo para todo el año usando MatLab y todos los datos de irradiación G proporcionados en las tablas de la CDMB (Anexo A). El valor de radiación máxima absorbida obtenido fue de 1299,6 [W] y el máximo ángulo de incidencia fue de aproximadamente 29°. Este cálculo dependerá obviamente del valor G de radiación, por lo que se podría usar un Piranómetro para estimar la radiación S en cada momento.

La **eficiencia óptica** del sistema para ese día será:

$$\eta_{optica} = \frac{S}{I_b} = 0,9 * 0,9 * 0,85 * 1$$

$$\eta_{optica} = 0,69$$

5.2 COMPORTAMIENTOS GLOBALES

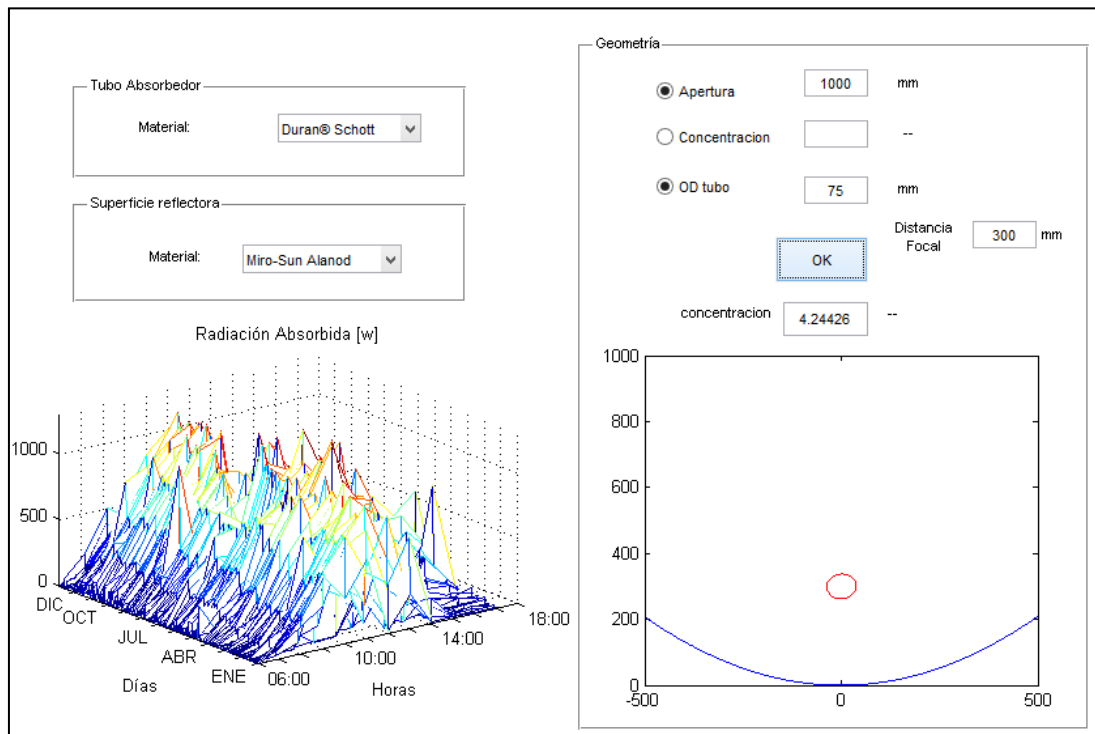
A la hora de realizar un análisis global del sistema es necesario poder visualizar el comportamiento de los parámetros de operación no en un único punto, sino su evolución a lo largo de las distintas condiciones a las que se puede enfrentar el sistema, que para este caso serían las variaciones en la fecha y hora, que afectan los valores de ángulo de incidencia y condiciones climáticas que afectan el valor de radiación directa I_b .

Para ello se usó una herramienta computacional mediante la cual se pudiera manejar grandes cantidades de datos y operaciones matemáticas y así facilitar el análisis de la información. A continuación se presenta el análisis de la **radiación absorbida** y 2 elementos que son determinantes en este valor de radiación, los cuales son **eficiencia óptica** y **factor de corrección del ángulo de incidencia**, para estos 3 parámetros se hizo un estudio para cada hora del día en todos los días del año, y su resultado se presenta en las figuras 88, 89 y 90.

En la figura 88 se puede observar la interfaz de entrada de datos al programa de cálculo final, en donde en la parte izquierda, se seleccionan los materiales para el Tubo Absorbedor y la Superficie Refleitora y se puedan obtener los valores de Transmisividad (τ) y Reflectividad (ρ), los parámetros restantes: Factor de

corrección de ángulo de incidencia (K_{θ}), Área de Apertura Efectiva ($A\alpha$), Factor de Interceptación (F_{γ}) y Radiación Directa (I_b), son calculados teniendo en cuenta el ángulo de incidencia sección 4.4.1 y la radiación incidente Anexo A.

Figura 88. Estimación de la radiación absorbida anual usando datos reales.



Fuente: Autores.

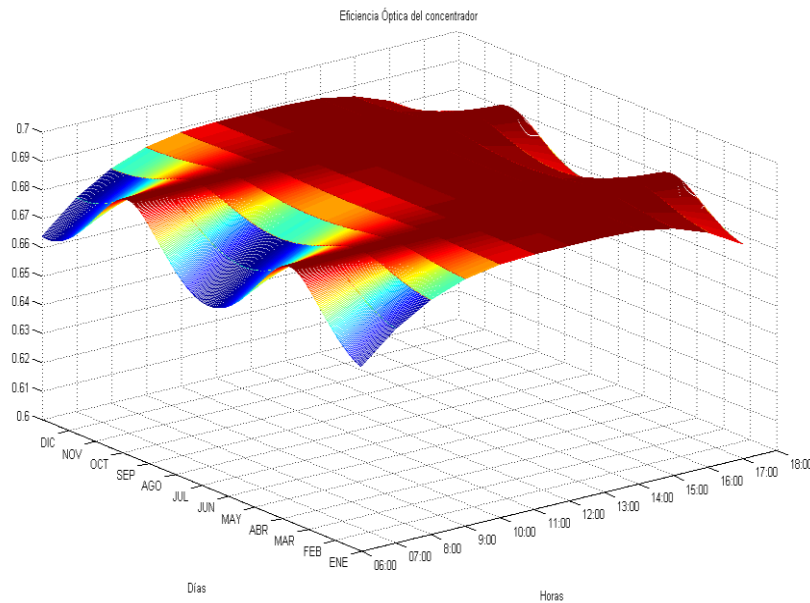
Y de esta forma se puede obtener el valor de radiación absorbida S para cada hora de los diferentes días del año.

El valor de la radiación absorbida para un momento específico se ve fuertemente afectado por la radiación incidente de modo que al mediodía solar, momento en el cual el ángulo de aceptación es mínimo para un día concreto, el valor de la radiación absorbida puede ser menor al de las 11:00 am por una simple nubosidad en ese momento, es por esto que es de utilidad analizar la eficiencia

óptica del concentrador, la cual depende del ángulo de incidencia únicamente si se deja la transmisividad y la reflectividad constantes.

La figura 89 muestra la eficiencia óptica del sistema para todo el año. De ella se puede observar que la eficiencia varía muy poco con valores máximos de 0,69 y mínimos de 0,66, por lo que ponderando todos estos datos se puede obtener un valor de eficiencia óptica promedio anual del concentrador de 0,685.

Figura 89. Eficiencia óptica anual del concentrador.

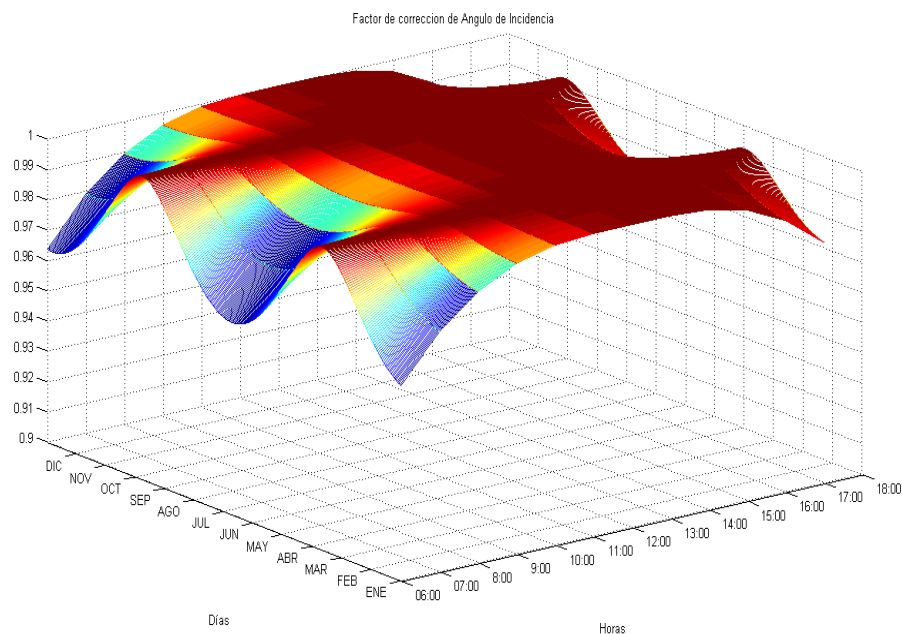


Fuente: Autores.

Hay que aclarar que en los cálculos realizados para determinar la eficiencia óptica un parámetro muy influyente es el factor por corrección del ángulo de incidencia y es el que determina el principal cambio en la eficiencia óptica con un valor máximo de 1 para cuando el ángulo de incidencia es 0° y un valor mínimo de 0,96 cuando el ángulo de incidencia es 29° , de aquí que la variación de la eficiencia sea tan poca (figura 89). Los valores del ángulo de incidencia variarán sólo en el rango calculado por que dependen de la posición del sol durante el

año. Las menores eficiencias se dan en los meses donde la declinación solar es mayor y el ángulo de incidencia alcanza sus máximos valores como en diciembre y alrededor de julio. De hacer modificaciones mensuales cada vez más precisas al ángulo de inclinación del concentrador, se podría reducir aún más el ángulo de incidencia en los meses críticos.

Figura 90. Factor de corrección de ángulo de incidencia anual.



Fuente: Autores

Los valores de las propiedades ópticas no se modificarán notablemente siempre y cuando a los materiales de la cubierta reflectora y el tubo receptor se les haga mantenimiento periódico para evitar la pérdida de propiedades por ensuciamiento.

El valor del factor de interceptación es el elemento restante que podría cambiar y modificar los valores de la eficiencia óptica, sin embargo, si se mantiene constante un buen seguimiento solar y el ensamblaje del sistema permanece

igual, el valor de interceptación, por lo menos en cuanto a la geometría se refiere no variara y será aproximadamente uno. Serán los errores aleatorios de la construcción y el ensamblaje los que finalmente afectaran el factor de interceptación y debido a que por su naturaleza determinarlos se hace difícil, habrá que trabajar con un factor de seguridad; de aquí que se optará en este trabajo por un factor de interceptación constante de 0,85.

El control del seguimiento solar jugará un papel muy importante y será determinante en que el ángulo de incidencia permanezca en el plano longitudinal del concentrador y también que el factor de interceptación sea alto, asegurando que el seguimiento de los rayos solares siempre este dentro del rango del ángulo de aceptación de 4,23° en el plano axial.

5.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

Mediante las ecuaciones descritas en la sección 3.1.3.2 se procede a la estimación de la producción de hidrógeno.

La producción de hidrogeno está dada por la ecuación 3.13. Para una eficiencia cuántica QE , de 30% y la energía libre de Gibbs, ΔG_{H_2O} para la disociación del agua de 237,178 [KJ/Mol] de agua a 298 k y una presión de 1 bar la producción de hidrógeno será:

$$\phi = \frac{QE * E_s}{\Delta G_{H_2O}(T,p)} * 3600 s * 22,4 L$$

E_s será la porción de radiación incidente que activará el catalizador y deberá ser estimada con la reflectividad y transmisividad en el rango UV.

En primer lugar de la figura 1, solo aproximadamente un 6,15% de la radiación solar tiene energía suficiente para generar la reacción fotocatalítica. Para un I_b

máximo de 1254 $[W/m^2]$ el valor de la radiación absorbida en el rango UV, S_{UV} y teniendo en cuenta la reflectividad y transmisividad para este rango de longitud de onda de los diferentes materiales será:

$$S_{UV} = 1254 * 0,0615 * 0,85 * 0,80 * 0,85 * 1 * 1,5$$

Reflectividad para el UV de la lámina Alanod 85%; Transmisividad en el UV para el tubo Duran Schott de 80% y ángulo de incidencia de 0° (por consiguiente $K_{\theta} = 1$ y el área efectiva será la máxima).

$$S_{UV} = 66,86 [W]$$

E_s Será por consiguiente el flujo de radiación dentro del reactor.

$$E_s = \frac{S_{UV}}{A_{TUBO}} = \frac{66,86}{0,3534} = 189,17 [W/m^2]$$

Por lo tanto la máxima producción de hidrógeno puede ser estimada como:

$$\phi = \frac{0,3 * 189,17}{237178} * 3600 \frac{s}{h} * 22,4 \frac{L}{mol}$$

$$\phi = 19,29 \left[\frac{L}{m^2 h} \right]$$

Dicha producción de hidrógeno es cercana a la producción obtenida por diversos autores mencionados en la sección 3.1.3.1 como Tseng et al. (2009). Hay que anotar que esta producción estará fuertemente ligada a la eficiencia cuántica que pueda conseguir en el reactor fotocatalítico para un mismo valor de radiación E_s .

El valor de la producción de hidrógeno también variará con la concentración geométrica del sistema, por ejemplo para una concentración de 1,5 la apertura de la parábola será de 35 cm y por tanto el valor de S_{UV} se reduciría a:

$$S_{UV} = 1254 * 0,0615 * 0,85 * 0,80 * 0,85 * 1 * 0,525$$

Donde 0,525 sería el área de apertura efectiva en metros cuadrados

$$S_{UV} = 23,4 [W]$$

Y la producción de hidrógeno sería de 6,75 $[L/m^2h]$.

La siguiente tabla muestra los valores de producción estimada del hidrógeno para diferentes materiales de tubo absorbedor.

Tabla 10. Producción de hidrógeno para distintos materiales de tubo absorbedor.

Materiales	Transmisividad UV 350-400 nm [%]	Producción Estimada $[L/m^2h]$
Acrílico Delgado	61,61	14,86
Acrílico Mediano	56,05	13,52
Acrílico Grueso	61,36	14,8
Cuarzo 1	62,45	15,06
Cuarzo 2	83,90	20,23
Tubo de Vidrio	39,23	9,46
Pyrex	78,50	18,93
Duran	78,60	18,96
Vidrio Grueso	67,90	16,37
Vidrio Delgado	70,53	17,01

Fuente: Autores.

Con estos resultados se puede observar que existe la posibilidad de utilizar distintos materiales para el tubo absorbedor y variar la radiación incidente en el reactor y por consiguiente la producción de hidrogeno. La utilización de filtros es inadecuada debido a que no están disponibles comercialmente para la aplicación que se necesita sino como bloqueadores de UV.

La eficiencia máxima global del proceso sol-Hidrógeno, para el sistema empleando la lámina Miro-Sun de Alanod y el tubo Duran Schott, está dada por la ecuación: 3.11 descrita en la sección 3.1.3.2, con un valor de poder calorífico para el hidrógeno $\Delta H_{H_2} = 295,66 [KJ/mol]$ a 298 K y 1 bar, la eficiencia η_{sth} se calcula como:

$$\eta_{sth} = \frac{QE * E_s * \Delta H_{H_2}}{\Delta G_{H_2O} * E_{in}}$$

$$\eta_{sth} = \frac{0,3 * 189,17 * 295660}{237178 * 3076,4}$$

$$\eta_{sth} = 2,29 \%$$

5.4 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

5.4.1 Control De Posición Y Monitoreo De Corriente Consumida.

Teniendo en mente los dos modos de control de seguimiento que se van a realizar sobre el sistema, es necesario establecer en que cantidad se ve afectado el valor de la radiación absorbida por el fotoreactor para el modo de seguimiento intermitente, para esto se calculará el valor de del factor de corrección del ángulo de incidencia asumiendo que el sistema se encuentra en su máxima rango de aceptación en el plano axial, que sería el valor del ángulo de aceptación ($4,23^\circ$)

Los otros términos para calcular la energía absorbida por el reactor, quedan constantes porque no dependen del valor del ángulo de incidencia, el término del área efectiva se puede emplear únicamente cuando la desviación de los rayos incidentes se da en forma longitudinal del concentrador, de modo que si se emplea un análisis al mediodía solar, el ángulo de desviación será únicamente

transversal, de este modo se tiene un valor de factor de corrección del ángulo de incidencia de:

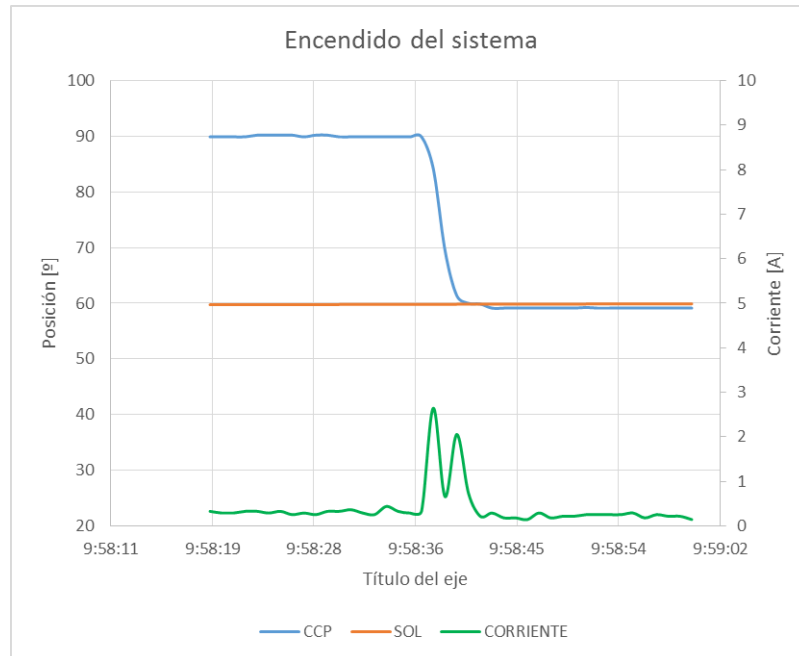
$$K_{\theta} = 1 - 6,74 * 10^{-5} * 4,23^2 + 1,64 * 10^{-6} * 4,23^3 - 2,51 * 10^{-8} * 4,23^4$$

$$K_{\theta} = 0,9988$$

Lo cual es un valor sumamente bueno de este factor y completamente aceptable para el sistema de control de seguimiento solar. Con este valor la radiación absorbida se afectara mínimamente.

De la figura 91 se puede observar el encendido del sistema con los valores de posición del sol y del concentrador, junto con la corriente consumida por el motor. A partir de las 9:58 se enciende el sistema y se puede ver la respuesta del sistema de control.

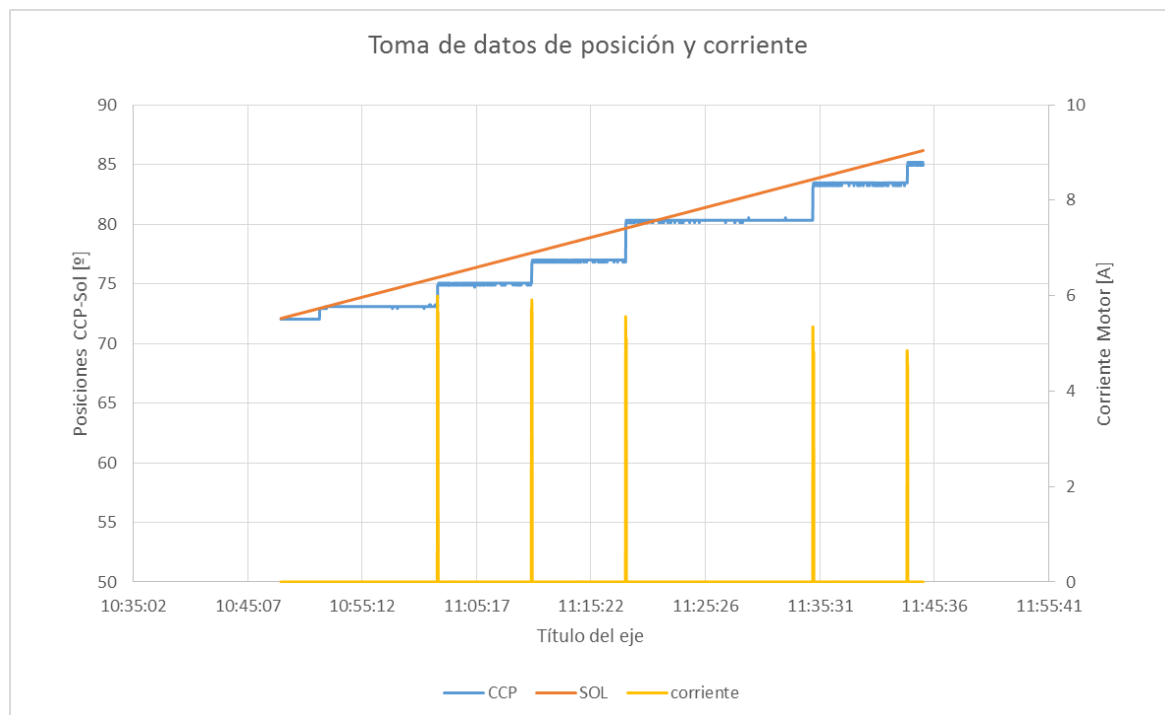
Figura 91. Respuesta del sistema de seguimiento solar.



Fuente: Autores.

También fueron tomados datos sobre la operación del sistema de control en el modo *Automático* los cuales se pueden apreciar en la figura 92, en donde se tiene la posición en grados tanto del sol como del concentrador y se ve como cada cierto tiempo (definido por el ángulo de aceptación) el concentrador se vuelve a posicionar. Adicionalmente fueron registrados los valores de corriente consumida por el motor en los tiempos de encendido.

Figura 92. Control de seguimiento modo *Automático* con ángulo de aceptación 2,5°.



Fuente: Autores.

En la figura anterior se puede observar que aproximadamente a las 11:26 no hubo movimiento del concentrador ni corriente consumida, esto se debe a que debido al último movimiento alrededor de las 11:18 el concentrador se posicionó

después del sol y el error entre las posiciones SOL-CCP a las 11:26 no fue el suficiente para que el sistema se moviera.

5.4.2 Sistema Hidráulico Y Sensores De Temperatura

En primer lugar se realizó una prueba hidrostática en donde pudiera ser verificada la condición de hermeticidad de las válvulas de paso y control de flujo, además de los cabezales del reactor.

Los sensores de temperatura empleados *LM35*, que se ubicaron a la entrada y salida del reactor fueron probados, verificando que su valor de temperatura una vez realizado el tratamiento de la señal correspondiera a un valor racional.

CONCLUSIONES

- Se diseñó y construyó un sistema de concentración solar de radiación UV con facilidades de medición y recolección de datos, sobre el cual se pueda realizar un estudio a fondo sobre la viabilidad de producción de hidrogeno a partir de la fotocatalisis del agua de producción de los pozos de petróleo. Las dimensiones finales fueron:

DIMENSIONES FINALES DEL SISTEMA

Diámetro de apertura	1000 [mm]
Diámetro del tubo receptor	75[mm]
Distancia focal	300 [mm]
Angulo de aceptación	4,23 °

- Se concluyó que un sistema de concentración parabólico que no cuente con un mecanismo de seguimiento solar resulta muy ineficiente en términos de captación de energía solar comparado con un sistema de seguimiento total en dos ejes (tabla 7, figura 71), lo cual conlleva a una reducción significativa en la producción de hidrogeno y además teniendo en cuenta que la eficiencia en este tipo de procesos fotocatalíticos es baja, una mejoría en la captación de energía solar puede incidir en mejores resultados en la obtención del producto deseado.

CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR PARA DISTINTOS TIPOS DE SEGUIMIENTO

Sistema de seguimiento	Energía captada (1 año) [MJ]	Porcentaje perdido
Seguidor horario horizontal	583,21	8,23
Seguidor horario 4 inclinaciones	630,41	0,80
Seguidor horario y decl	632,24	0,51
Sin seguimiento	466,72	26,56
Sin seguimiento con decl	499,74	21,36
Seguimiento continuo	635,49	-----

- Se implementó un sistema de seguimiento solar de un solo eje ubicado norte-sur con seguimiento horario este-oeste y corrección de la declinación diaria. Para esto se estableció con datos reales de radiación una comparación entre el seguimiento continuo en 2 ejes y el seguimiento en un solo eje horario y con ajuste de la declinación y se evidenció una pequeña diferencia relativa (0,51%) que en términos absolutos de energía captada representa aproximadamente 3 Megajoules.

SELECCIÓN DEL TIPO DE SEGUIMIENTO SOLAR

	Energía captada [MJ]
Seguimiento continuo en 2 ejes	635,49
Seguimiento horario y ajuste de la declinación	632,24
Diferencia en la energía captada	3,25
Diferencia relativa [%]	0,51

Esta pequeña diferencia se da principalmente porque la latitud de Bucaramanga es apenas unos 7°, pero para ciudades con una latitud mucho mayor se puede ver muy afectado el valor de la energía captada si no se emplea un sistema de seguimiento continuo en 2 ejes.

- Se implementó un sistema de adquisición de datos para el monitoreo de las variables como temperatura, corriente eléctrica consumida y posición angular del sistema de concentración, y así mismo realizar acciones de control proporcional sobre el módulo de seguimiento solar mediante el software labVIEW en conjunto con la tarjeta ARDUINO, la cual sirvió como puente entre las variables físicas y el entorno de programación, visualización y control.

- Se concluyó que el desempeño del sistema de concentración para la fotocatalisis solar y producción de hidrogeno se caracteriza por dos parámetros principales: la eficiencia óptica y la eficiencia de conversión sol-hidrogeno (η_{sth}), siendo la última la más importante ya que mide la eficiencia global del proceso.

- ✓ La eficiencia óptica dependerá de los materiales utilizados para la cubierta reflectora y el tubo receptor del fotoreactor, de un buen seguimiento solar y de la construcción y ensamblaje de las partes. Un buen diseño y ensamblaje garantizarán un factor de interceptación apropiado, haciendo innecesario para este proyecto un cálculo extenuante o la realización de pruebas experimentales para la determinación de este factor; sin embargo, en la construcción de una planta piloto a gran escala para la producción de hidrogeno es recomendable hacer un estudio más detallado del factor de interceptación para lograr la eficiencia óptica más alta posible.

- ✓ La eficiencia sol-hidrogeno es el parámetro que mide el desempeño de todo el proceso, teniendo como entrada la energía solar captada en el rango UV y como salida la producción de hidrogeno (estimada como la energía

requerida para disociar las moléculas, ecuación 3.11). La eficiencia óptica hace parte del cálculo de la η_{sth} pero con la diferencia de que las propiedades ópticas de los materiales solo se tomarán en cuenta en el rango UV reduciendo el valor original de la eficiencia óptica para todo el rango del espectro, lo cual influye de manera importante en el valor final de la eficiencia sol-hidrogeno. Pese a esto, la eficiencia cuántica (QE) que mide que tan eficiente es la conversión de los fotones de radiación en el rango UV en electrones para la electrólisis, es el elemento más influyente en cuanto a la optimización en el resultado de la eficiencia global y producción de hidrogeno. El referente por tanto para la las investigaciones futuras en este tipo de sistemas será el diseño y construcción del reactor fotocatalítico.

EFICIENCIAS TEÓRICAS DEL CONCENTRADOR PARA FOTOCATÁLISIS SOLAR

	[%]	Condiciones
Eficiencia óptica (η_{optica})	69	$\rho=0,9$; $\tau= 0,9$
Eficiencia sol-hidrogeno (η_{sth})	2,29	$QE=30\%$; $Ib_{max}=1254 [W / m^2]$

- Los materiales más adecuados para este tipo de sistema son:
 - ✓ Para la cubierta tubular del fotoreactor, se determinó mediante pruebas confiables en el laboratorio con el equipo shimadzu UV-2401PC, que el material con mayor índice de transmisividad en el rango UV y facilidades económicos para su obtención era el vidrio de borosilicato Duran ®, sin

embargo presentó inconvenientes para el ensamblaje debido a su fragilidad. Se optó por un tubo de acrílico que se presentaba como la segunda mejor opción en transmisividad y costos, y tenía buenas propiedades mecánicas.

RESULTADOS DE PRUEBA DE TRANSMISIVIDAD

Materiales	Transmisividad total [%]	Transmisividad UV 350-400 nm [%]
Acrílico	88,74	61,36
Cuarzo	86,06	83,90
Tubo de Vidrio	80,73	39,23
Duran	83,03	78,60

✓ Se realizó una prueba en el laboratorio que evidenció que el material más adecuado para la cubierta reflectora del concentrador era la lámina de aluminio; sin embargo, debido a la naturaleza de la prueba no se estableció la reflectividad total de las probetas en el rango UV, ni el tratamiento superficial (anodizado, pulido...) que ayudara a mejorar las propiedades. Teniendo en cuenta esto, se gestionó la adquisición de una lámina de origen alemán de alta reflectividad en el rango UV (85%) de referencia Alanod **MIRO-SUN® weatherproof reflective 90** para darle más confiabilidad al proyecto.

- Se realizó una investigación en el tema de nuevas formas de energías limpias como lo es la energía solar y el hidrogeno como combustible de manera que se pueda seguir avanzando en este campo, contribuyendo a la generación del conocimiento y al avance tecnológico de la región y así dar continuidad a la misión de la Universidad Industrial de Santander en liderar procesos de cambio por el progreso y mejora de la calidad de vida de la comunidad.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda usar tubo de Duran ® mediante la adaptación del diseño de los cabezales y el mecanismo de ensamblaje, verificando si se presenta mejoría en la producción de hidrogeno en comparación con los resultados utilizando el tubo de acrílico.
- Se recomienda hacer una prueba de verificación de la producción de hidrogeno y eficiencia del proceso para los modos de seguimiento solar analizando la ganancia de hidrogeno vs consumo eléctrico y contrastando con el gasto económico.
- Se recomienda hacer estudio de la reflectividad de los materiales con una prueba de laboratorio confiable mediante la maquina Shimadzu de una referencia más avanzada (Shimadzu UV-1800/2450) que puede hacer mediciones de reflectividad especular. Esto para fomentar el uso de los materiales de la región y economizar gastos.
- Se recomienda hacer mantenimiento periódico de las superficies del tubo y de la cubierta reflectora y hacer prueba de producción de hidrogeno bajo efectos de ensuciamiento.
- Se recomienda hacer un estudio costo vs beneficio de la implementación de un sistema de seguimiento en dos ejes.

BIBLIOGRAFÍA

BLANCO GÁLVEZ, Julián. DESARROLLO DE COLECTORES SOLARES CPC PARA APLICACIONES FOTOQUÍMICAS DE DEGRADACION DE CONTAMINANTES PERSISTENTES EN AGUA. Madrid: CIEMAT, 2003. 277p.

DUFFIE, John & BECKMAN, William. Solar engineering of Thermal Processes. John Willey & Sons, Inc. New York, USA. 1991.

PÓRTELA, Raquel. ELIMINACIÓN FOTOCATALÍTICA DE H₂S EN AIRE MEDIANTE TIO₂ SOPORTADO SOBRE SUSTRATOS TRANSPARENTES EN EL UV-A. Santiago de Compostela 2008, 201p.

Fujishima A, Honda K. Electrochemical photolysis of water at a semiconductor electrode. p.238.

TSENG, Chung-Jen y TSENG, Chia-Lin. The reactor design for photo-electrochemical hydrogen production. Jhongli, Taiwan. 2010.

JAMES, Brian et al. Technoeconomic Analysis of Photoelectrochemical (PEC) Hydrogen Production. Virginia, USA. 2009.

TSENG, Chia-Lin et al. Thermodynamic analysis of a photoelectrochemical hydrogen production system. Jhongli, Taiwan. 2009.

SILVA, Manuel. ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR PARA SISTEMAS TERMOSOLARES DE CONCENTRACIÓN. Sevilla, España. 2002.

ANEXOS

**Anexo A. DATOS DE RADIACIÓN TOTAL DE TODO EL AÑO PARA LA
CIUDAD DE BUCARAMANGA REGISTRADOS EN LA ESTACIÓN
METEOROLÓGICA CDMB-UIS.**

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE ENERO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-ene	30	232	463	699	659	832	325	600	256	238	138	42
02-ene	27	232	474	718	890	781	706	835	366	187	89	26
03-ene	49	237	417	580	855	930	682	544	491	168	114	32
04-ene	23	245	457	703	846	762	958	571	446	157	93	32
05-ene	24	242	467	695	870	1007	810	575	402	217	145	56
06-ene	27	239	463	697	786	628	883	737	407	252	178	32
07-ene	25	217	462	699	895	721	522	759	438	248	138	34
08-ene	36	230	478	687	757	502	712	537	477	228	186	48
09-ene	24	133	310	715	700	656	365	653	452	208	89	19
10-ene	22	231	467	692	867	893	937	695	415	185	131	35
11-ene	31	203	433	661	666	732	735	571	324	203	96	32
12-ene	24	212	455	680	869	950	914	783	434	123	92	29
13-ene	24	190	340	467	843	946	804	396	498	153	95	38
14-ene	15	47	294	677	860	908	874	652	479	173	103	33
15-ene	23	181	307	700	820	847	632	647	271	252	127	45
16-ene	14	126	169	673	796	958	911	736	424	224	144	52
17-ene	23	136	427	676	870	777	713	632	394	164	123	50
18-ene	28	156	371	273	350	710	515	349	376	233	140	11
19-ene	17	74	222	316	392	657	970	742	487	256	112	19
20-ene	40	259	424	660	646	603	484	505	460	219	136	24
21-ene	24	128	424	661	861	969	869	725	429	272	187	68
22-ene	16	149	466	692	897	986	813	525	453	226	179	79
23-ene	17	155	334	371	581	709	536	453	532	243	144	46
24-ene	37	180	309	702	837	960	770	662	396	261	192	63
25-ene	25	162	176	480	727	759	753	546	470	219	111	36
26-ene	22	204	416	666	756	600	511	353	339	199	100	47
27-ene	29	183	416	362	668	453	770	417	349	175	168	50
28-ene	19	224	403	625	787	971	975	537	371	257	168	63
29-ene	29	202	433	638	825	881	861	538	378	170	142	65
30-ene	25	182	434	667	868	1043	972	621	402	177	123	41
31-ene	13	172	288	346	868	711	789	465	401	281	222	70

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE FEBRERO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-feb	11	61	169	316	393	373	521	389	475	249	166	52
02-feb	21	146	361	389	306	741	762	546	440	225	117	34
03-feb	29	203	445	605	867	1041	1014	632	400	184	127	42
04-feb	23	194	425	677	886	867	875	469	350	220	204	78
05-feb	21	150	412	680	887	1035	1005	543	410	144	147	64
06-feb	22	155	415	692	853	992	947	570	418	252	173	65
07-feb	37	181	404	646	918	1007	770	530	473	255	51	73
08-feb	18	63	338	832	770	832	545	398	293	212	125	58
09-feb	17	46	244	438	744	874	609	424	433	230	161	29
10-feb	21	225	472	717	924	916	947	589	405	343	206	42
11-feb	15	208	468	506	641	935	788	461	330	325	215	20
12-feb	9	23	252	373	689	941	1021	566	382	332	204	52
13-feb	29	213	453	682	883	1092	996	599	250	270	236	86
14-feb	22	68	116	541	878	1013	952	627	300	277	204	103
15-feb	25	214	410	699	908	1044	1033	584	327	374	226	86
16-feb	26	222	478	728	907	938	862	569	294	395	279	44
17-feb	18	167	353	555	679	772	858	534	212	440	280	50
18-feb	14	57	85	182	253	399	404	475	407	285	148	36
19-feb	43	158	363	568	684	929	984	519	298	451	281	62
20-feb	17	63	268	625	834	691	648	486	317	351	223	46
21-feb	27	144	392	651	736	968	865	511	388	539	303	56
22-feb	31	187	327	542	899	769	781	467	361	406	287	75
23-feb	34	201	435	692	762	735	897	578	340	263	194	38
24-feb	13	88	108	419	631	356	658	578	470	303	117	57
25-feb	35	192	446	642	895	894	981	480	384	542	212	29
26-feb	47	197	351	559	652	610	502	441	311	147	80	36
27-feb	30	215	442	627	509	665	767	408	359	545	316	75
28-feb	38	247	492	693	725	805	968	463	399	459	191	55

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE MARZO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-mar	34	100	331	682	738	1003	964	373	408	361	141	30
02-mar	33	129	377	657	799	808	845	440	424	227	196	56
03-mar	27	159	361	410	647	870	843	440	477	569	316	56
04-mar	41	148	449	676	513	838	889	415	597	545	238	67
05-mar	30	222	466	717	894	976	899	388	464	453	234	48
06-mar	41	238	497	778	948	1070	938	306	582	537	240	51
07-mar	42	214	444	709	885	1029	894	340	607	459	187	58
08-mar	35	200	455	695	889	1023	889	338	638	388	181	47
09-mar	42	200	419	637	830	976	846	395	592	339	165	40
10-mar	29	120	296	505	734	856	778	493	528	292	173	39
11-mar	18	133	405	533	758	868	842	464	407	304	158	43
12-mar	45	210	449	680	764	806	831	451	401	321	178	59
13-mar	42	200	312	596	873	614	668	473	399	425	183	44
14-mar	17	103	351	627	801	783	681	394	430	329	134	46
15-mar	25	140	177	576	817	787	779	418	365	47	20	62
16-mar	15	76	110	254	518	467	364	376	541	310	206	56
17-mar	16	95	203	472	824	840	597	179	189	257	285	57
18-mar	44	123	307	414	725	1112	774	349	177	267	565	105
19-mar	7	85	411	704	557	566	489	318	352	173	114	31
20-mar	73	264	420	364	302	750	698	466	489	441	259	87
21-mar	28	240	437	708	643	616	517	498	353	591	321	104
22-mar	78	180	469	814	1020	864	624	560	482	506	360	78
23-mar	43	209	488	712	751	721	579	594	430	497	303	77
24-mar	49	275	552	744	807	807	609	556	411	491	272	73
25-mar	9	32	89	159	328	451	518	465	459	574	308	81
26-mar	10	42	109	72	304	697	692	464	229	267	119	22
27-mar	40	151	332	507	706	603	437	429	623	623	402	153
28-mar	43	100	436	517	562	723	529	448	632	525	178	50
29-mar	12	165	357	695	806	918	536	418	729	581	266	64
30-mar	51	178	310	620	952	1031	539	485	752	382	120	27
31-mar	45	132	369	688	563	245	210	135	68	8		

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE ABRIL

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-abr	59	255	505	762	942	814	386	385	242	294	148	49
02-abr	70	277	501	751	936	985	351	864	686	518	283	57
03-abr	71	276	529	772	827	957	509	899	599	485	318	61
04-abr	56	308	471	584	871	744	590	539	723	501	247	59
05-abr	58	262	537	783	982	1050	722	969	791	550	284	80
06-abr	67	221	452	740	920	838	661	795	778	670	418	84
07-abr	76	285	520	750	916	734	824	825	336	248	101	30
08-abr	62	217	356	560	779	735	615	525	414	363	217	48
09-abr	59	235	388	147	339	684	539	737	371	276	166	15
10-abr	60	318	524	816	1011	822	691	1046	810	533	160	133
11-abr	95	318	532	666	923	726	747	859	700	502	126	36
12-abr	75	87	95	65	350	271	303	444	369	194	45	7
13-abr	13	27	165	247	336	269	241	431	637	473	135	21
14-abr	49	315	476	332	825	1040	1171	945	757	427	148	37
15-abr	30	73	178	368	679	1048	1182	849	653	616	385	38
16-abr	48	137	186	646	837	880	1054	966	630	627	437	128
17-abr	5	24	107	64	58	128	393	648	771	599	201	61
18-abr	106	210	353	496	1019	611	629	531	802	637	418	76
19-abr	16	143	359	660	740	401	715	271	163	153	130	37
20-abr	101	166	515	416	856	872	1064	691	855			
21-abr	207	101	35	10								
22-abr	80	335	510	848	903	354	314	388	245	223	413	77
23-abr	44	138	280	451	515	863	599	736	704	637	398	202
24-abr	77	297	543	650	884	755	617	347	270	158	101	39
25-abr	18	69	171	289	354	557	813	803	591	200	70	69
26-abr	116	359	594	848	968	596	243	859	586	263	88	15
27-abr	88	180	349	598	562	478	609	325	549	354	45	5
28-abr	122	314	574	824	975	902	1111	991	698	592	471	59
29-abr	117	263	275	361	536	548	605	774	850	619	369	84
30-abr	73											

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE MAYO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-may	79	358	602	795	921	926	1036	851	670	433	116	33
02-may	155	376	577	735	858	849	1068	1003	684	447	296	49
03-may	112	219	562	863	702	619	507	637	595	270	74	18
04-may	71	221	409	745	811	918	1101	884	857	453	161	20
05-may	66	254	255	735	904	1012	1104	912	560	393	298	119
06-may	87	235	560	824	949	971	1106	973	860	83	19	9
07-may	71	253	563	776	775	509	929	764	692	640	343	32
08-may	23	68	182	287	757	890	712	397	271	159	104	17
09-may	82	341	580	810	848	625	785	570	177	62	18	3
10-may	156	199	581	708	899	1056	772	437	311	223	194	26
11-may	90	299	602	756	920	685	789	569	651	441	264	128
12-may	41	89	126	279	458	380	337	315	348	276	143	34
13-may	60	298	499	812	833	708	320	418	307	173	105	23
14-may	124	358	477	790	922	680	418	558	624	135	55	12
15-may	51	239	520	637	343	320	344	642	420	377	97	17
16-may	78	323	584	745	308	573	611	315	502	169	106	14
17-may	93	230	479	761	698	232	271	493	444	189	202	45
18-may	71	206	334	530	698	270	105	244	310	29	65	10
19-may	118	155	259	424	611	720	805	333	323	350	209	22
20-may	65	81	250	556	375	383	235	389	269	172	53	31
21-may	127	363	566	774	707	970	942	856	809	605	226	24
22-may	52	134	190	310	627	925	854	769	466	425	149	49
23-may	136	358	578	804	719	824	934	904	464	187	95	26
24-may	79	236	299	691	716	863	538	655	673	526	305	64
25-may	14	96	313	594	473	420	442	545	392	483	238	49
26-may	128	353	575	815	774	1037	890	863	555	439	90	13
27-may	87	359	580	531	693	870	939	628	389	415	231	50
28-may	123	348	547	781	753	890	1002	744	558	142	31	29
29-may	60	193	404	563	683	975	949	767	480	220	156	46
30-may	30	112	303	688	654	919	1030	743	194	144	228	125
31-may	84	306	542	577	551	464	211	205	167	84	58	30

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE JUNIO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-jun	146	353	564	643	655	481	396	270	309	183	38	8
02-jun	83	265	472	663	562	346	408	421	616	277	98	23
03-jun	10	37	87	151	343	393	559	483	638	319	181	37
04-jun	62	159	363	559	780	988	1048	929	850	654	390	91
05-jun	135	360	605	692	572	403	359	236	149	84	47	14
06-jun	97	210	608	613	866	969	859	654	254	127	62	8
07-jun	62	212	451	563	816	944	1139	957	708	460	54	17
08-jun	70	256	488	709	723	961	1056	721	631	558	425	184
09-jun	83	339	491	465	563	835	734	547	658	496	106	12
10-jun	63	168	670	783	710	1009	966	841	608	338	87	4
11-jun	103	354	501	666	793	570	844	745	709	483	219	31
12-jun	88	276	520	721	667	651	633	655	293	115	58	44
13-jun	29	172	313	464	618	776	542	412	146	150	205	178
14-jun	46	242	314	715	453	402	666	291	348	298	215	111
15-jun	95	253	413	569	546	679	673	428	253	176	132	37
16-jun	57	376	565	635	631	1028	889	633	368	477	262	27
17-jun	52	164	252	526	563	846	656	394	185	76	73	13
18-jun	22	88	247	385	574	581	667	318	349	175	100	32
19-jun	100	410	589	773	579	759	574	954	945	360	340	177
20-jun	55	183	589	782	707	982	1034	946	395	129	108	66
21-jun	56	142	323	302	277	267	407	711	645	531	287	78
22-jun	64	138	217	365	277	227	512	371	182	206	85	25
23-jun	116	359	597	782	768	451	663	928	596	212	131	73
24-jun	67	168	532	762	649	1029	642	906	650	420	129	36
25-jun	66	333	512	759	584	446	582	268	256	219	175	36
26-jun	66	192	303	258	348	300	438	707	576	518	84	30
27-jun	90	271	533	719	760	1028	975	990	803	651	385	127
28-jun	101	278	526	716	380	421	498	478	632	120	48	21
29-jun	79	157	354	475	484	323	274	570	455	425	188	26
30-jun	117	345	495	730	751	900	875	799	577	399	268	44

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE JULIO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-jul	22	108	236	300	530	576	445	525	438	228	180	87
02-jul	98	191	530	781	758	1040	1003	770	804	632	490	144
03-jul	113	314	553	552	684	954	741	862	823	624	304	35
04-jul	24	82	161	246	273	589	425	358	348	257	174	61
05-jul	118	319	449	642	543	659	709	899	595	679	379	22
06-jul	105	316	376	625	763	1036	816	901	845	688	463	142
07-jul	146	263	363	649	711	715	717	557	533	323	132	49
08-jul	115	275	524	647	710	427	443	244	240	368	149	10
09-jul	101	331	524	394	644	727	327	441	209	163	92	19
10-jul	122	344	564	810	825	1093	710	633	261	237	401	137
11-jul	63	157	88	59	81	102	163	188	217	174	151	65
12-jul	58	288	590	733	762	294	267	226	206	225	96	22
13-jul	50	252	555	696	569	375	361	242	146	97	45	30
14-jul	61	311	568	793	820	719	352	414	453	282	335	45
15-jul	107	334	560	760	694	698	479	470	194	95	318	51
16-jul	100	311	337	646	308	284	381	352	342	68	89	74
17-jul	85	136	233	224	462	433	303	338	202	319	61	14
18-jul	71	129	423	405	439	1123	889	622	750	603	405	194
19-jul	97	336	546	763	776	970	755	354	197	154	128	61
20-jul	62	303	413	343	275	413	247	230	239	249	278	27
21-jul	68	204	366	437	286	423	637	176	392	467	142	42
22-jul	39	118	335	292	300	391	190	412	538	199	112	33
23-jul	62	187	374	606	644	616	1097	758	399	139	187	17
24-jul	24	112	278	572	560	704	375	408	592	429	87	50
25-jul	43	158	491	733	644	433	299	288	309	252	114	24
26-jul	60	123	248	462	451	444	655	143	113	125	187	104
27-jul	95	329	526	713	558	449	437	433	181	152	52	18
28-jul	149	326	576	808	828	607	1031	875	765	336	148	94
29-jul	104	326	496	735	873	650	398	736	471	208	97	43
30-jul	19	66	304	354	453	447	808	592	345	121	57	16
31-jul	67	231	378	652	584	357	316	684	678	264	137	74

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE AGOSTO

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-ago	32	110	107	81	266	421	528	245	494	266	106	33
02-ago	52	234	471	495	732	400	482	635	402	130	104	42
03-ago	17	104	248	269	456	393	450	383	304	130	107	18
04-ago	96	333	562	820	664	897	774	369	168	117	69	31
05-ago	102	326	567	787	914	647	490	476	640	568	169	34
06-ago	101	333	585	753	520	482	844	957	611	231	182	157
07-ago	97	313	554	721	850	937	1083	937	811	446	139	15
08-ago	82	261	410	393	514	645	351	684	460	549	172	56
09-ago	77	376	442	747	857	547	708	593	249	131	111	43
10-ago	104	353	584	664	696	1005	874	878	694	309	148	56
11-ago	124	332	510	777	733	426	409	458	744	468	250	56
12-ago	76	220	449	658	984	752	384	220	249	75	31	6
13-ago	77	314	584	803	967	604	544	572	362	313	182	14
14-ago	46	971	828	500	361	252	116	147	62			
15-ago	86	337	538	814	606	570	460	480	323	229	260	71
16-ago	44	159	422	751	652	614	817	808	493	375	109	24
17-ago	103	347	597	773	628	745	622	468	702	505	232	34
18-ago	91	283	597	789	964	880	822	727	601	92	31	22
19-ago	117	347	604	835	989	895	947	793	538	129	32	18
20-ago	75	215	359	516	714	650	475	858	614	205	82	48
21-ago	89	388	530	612	958	730	476	361	691	541	293	85
22-ago	85	364	582	828	982	1009	899	630	401	324	193	33
23-ago	105	333	609	693	965	634	693	456	213	551	293	146
24-ago	84	263	372	736	462	459	536	389	700	406	394	150
25-ago	78	356	601	811	998	984	791	443	533	451	100	13
26-ago	101	355	563	806	988	988	817	314	332	66	55	24
27-ago	55	190	335	732	1049	506	368	695	497	160	27	14
28-ago	113	357	616	806	778	598	1066	1012	565	142	60	18
29-ago	73	143	170	361	762	666	554	356	213	383	147	19
30-ago	102	333	572	753	555	315	341	256	293	108	99	32
31-ago	116	357	617	806	627	554	539	673	386	140	86	42

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE SEPTIEMBRE

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-sep	41	214	275	342	688	790	496	379	388	415	260	83
02-sep	59	158	320	833	1036	921	1011	525	520	490	240	42
03-sep	77	331	542	836	978	572	593	591	226	202	75	14
04-sep	61	308	461	690	839	896	179	89	281	375	127	31
05-sep	70	309	606	525	799	387	138	412	475	203	262	86
06-sep	63	319	584	569	791	801	589	492	675	332	64	15
07-sep	103	241	637	871	762	856	647	545	321	216	29	5
08-sep	109	356	634	794	932	838	324	172	244	139	66	54
09-sep	58	154	278	661	905	804	519	648	429	373	114	26
10-sep	125	218	558	854	682	981	470	274	457	284	158	64
11-sep	65	144	116	271	429	389	414	433	586	617	266	91
12-sep	110	360	610	782	961	713	460	309	193	72	61	15
13-sep	106	356	575	772	975	946	454	317	144	238	98	29
14-sep	103	354	625	856	564	342	187	190	208	253	192	44
15-sep	110	354	606	704	894	959	440	291	323	145	72	23
16-sep	77	259	381	604	396	268	356	363	352	177	132	42
17-sep	148	358	554	792	886	550	451	341	251	285	170	20
18-sep	48	130	283	364	647	509	183	169	311	362	209	16
19-sep	107	351	580	786	942	523	419	578	409	448	106	22
20-sep	12	37	153	328	482	727	611	555	325	411	225	7
21-sep	120	169	254	532	843	962	513	568	438	232	84	11
22-sep	114	378	367	823	772	406	290	38	5	6	7	4
23-sep	82	323	454	773	717	221	344	486	391	168	102	22
24-sep	16	114	304	458	778	573	602	392	370	238	55	19
25-sep	72	276	567	837	1033	1100	403	342	266	118	33	4
26-sep	122	338	609	842	934	1121	427	205	164	185	19	4
27-sep	126	374	655	864	882	774	443	382	345	257	109	20
28-sep	98	354	547	871	355	359	398	470	199	116	132	27
29-sep	37	117	524	740	446	364	279	255	259	129	38	7
30-sep	127	226	340	594	921	979	288	210	390	283	154	39

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE OCTUBRE

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-oct	61	145	286	447	857	608	556	368	162	217	105	13
02-oct	124	365	616	806	1040	664	466	554	382	260	72	17
03-oct	119	297	554	759	692	1002	447	149	223	231	110	17
04-oct	120	266	590	678	937	1048	461	565	402	151	133	19
05-oct	32	69	45	253	451	561	424	412	206	187	108	14
06-oct	73	214	341	551	602	584	369	408	497	236	133	12
07-oct	62	196	363	517	830	330	216	163	132	76	23	4
08-oct	39	123	185	353	434	313	369	394	114	232	255	33
09-oct	54	154	284	489	840	979	719	297	266	191	163	40
10-oct	61	236	413	729	829	935	473	409	432	144	115	23
11-oct	131	318	420	603	1012	602	196	123	411	124	79	43
12-oct	116	358	619	844	748	732	840	354	279	96	72	14
13-oct	108	245	572	759	882	664	668	448	238	208	124	10
14-oct	74	191	403	779	868	1091	664	266	555	667	304	26
15-oct	6	34	127	309	365	310	365	423	446	282	135	28
16-oct	81	196	358	593	931	733	878	445	344	281	57	15
17-oct	94	220	385	659	722	907	864	317	482	547	155	16
18-oct	49	358	633	831	1052	416	435	297	439	574	154	18
19-oct	29	14	12	12	17	89	92	309	387	289	112	11
20-oct	93	263	530	843	978	890	351	365	309	175	26	2
21-oct	25	101	197	486	725	688	844	554	403	259	66	9
22-oct	78	368	621	834	980	1050	864	409	308	113	73	28
23-oct	111	369	612	813	787	1104	806	461	282	342	162	30
24-oct	87	350	486	855	678	542	75	59	99	175	137	15
25-oct	126	383	585	465	331	253	584	325	277	340	153	22
26-oct	87	288	582	804	956	972	656	257	226	215	86	14
27-oct	80	182	491	259	227	463	480	440	238	328	102	16
28-oct	46	153	398	814	955	949	906	441	312	387	137	24
29-oct	7	43	80	194	382	409	482	383	307	261	119	11
30-oct	53	241	271	314	699	255	504	488	305	237	194	28
31-oct	32	176	264	552	472	529	1118	532	327	321	105	7

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE NOVIEMBRE

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-nov	123	104	79	154	419	375	587	554	285	307	97	15
02-nov	97	360	533	816	980	1093	630	377	258	365	131	20
03-nov	32	156	320	396	397	548	225	356	246	203	93	6
04-nov	99	397	521	791	847	659	402	307	313	162	79	5
05-nov	112	318	578	718	758	575	601	314	238	154	66	7
06-nov	62	211	531	799	945	1088	865	379	340	244	70	2
07-nov	3	15	56	307	508	884	860	504	313	285	184	6
08-nov	106	244	464	598	579	700	770	444	298	240	106	11
09-nov	85	192	418	687	880	800	852	392	236	180	173	15
10-nov	59	308	342	884	715	1055	468	471	295	258	74	10
11-nov	56	168	359	477	456	428	462	466	287	144	143	12
12-nov	71	283	324	543	878	973	675	560	328	198	140	21
13-nov	95	342	590	825	974	1028	595	183	164	144	49	13
14-nov	102	318	569	752	785	217	668	516	250	142	86	19
15-nov	106	226	343	328	357	556	325	272	197	103	137	22
16-nov	99	325	595	835	891	845	415	299	161	139	15	
17-nov	83	333	567	798	775	836	716	466	342	174	4	
18-nov	52	199	407	766	526	544	322	432	364	202	132	32
19-nov	80	326	579	800	558	1028	908	578	297	120	113	34
20-nov	90	192	692	844	986	1057	893	550	361	153	54	7
21-nov	87	296	597	819	975	845	741	377	313	176	113	15
22-nov	19	114	174	229	409	507	376	258	312	139	78	10
23-nov	72	318	563	793	946	854	669	439	415	193	66	8
24-nov	97	180	299	473	826	1061	459	346	221	216	120	12
25-nov	33	144	439	505	613	582	521	355	353	162	152	33
26-nov	91	327	555	771	939	979	904	470	243	216	42	3
27-nov	69	293	536	764	885	854	973	503	329	155	29	14
28-nov	62	296	525	764	874	489	320	318	343	224	73	12
29-nov	50	134	150	317	449	792	965	468	533	173	84	26
30-nov	290	500	711	533	781	620	359	163	106	16		

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

DATOS DE RADIACIÓN PARA EL MES DE DICIEMBRE

HORA	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00
01-dic	84	271	391	643	846	656	484	323	452	253	99	8
02-dic	25	72	239	444	828	927	766	538	438	158	77	14
03-dic	10	56	126	185	313	330	437	516	248	179	66	3
04-dic	32	223	502	727	891	1012	951	570	414	75	63	16
05-dic	71	203	545	594	872	902	748	424	78	141	93	10
06-dic	21	81	182	459	348	631	408	483	352	247	78	8
07-dic	35	220	467	398	483	773	567	451	377	237	91	20
08-dic	55	190	298	744	691	848	967	230	242	95	83	19
09-dic	49	287	394	728	914	1027	917	563	308	163	117	13
10-dic	50	271	495	655	829	956	467	569	449	137	69	14
11-dic	71	114	119	297	369	451	490	430	396	238	116	14
12-dic	49	269	500	703	656	889	684	564	397	149	87	14
13-dic	57	230	488	708	796	761	539	508	387	254	159	27
14-dic	47	271	502	683	914	1059	693	347	386	196	74	15
15-dic	60	240	343	744	678	574	776	550	342	151	76	21
16-dic	38	272	502	717	855	787	584	770	375	103	66	17
17-dic	35	266	502	716	897	919	998	697	338	215	99	13
18-dic	47	144	372	707	899	974	940	517	324	230	159	13
19-dic	76	227	413	563	736	782	872	591	344	180	95	20
20-dic	9	9	44	214	336	543	491	589	292	93	64	22
21-dic	18	106	261	504	627	847	699	410	370	229	140	20
22-dic	47	167	338	586	722	721	672	428	596	172	69	9
23-dic	28	252	480	672	689	710	566	626	413	218	91	28
24-dic	28	89	206	561	712	981	813	713	496	229	94	26
25-dic	81	305	579	623	595	724	436	427	316	199	109	26
26-dic	56	239	529	469	542	510	541	634	363	310	102	12
27-dic	26	81	385	689	574	563	433	328	335	358	157	29
28-dic	23	115	450	544	819	950	867	749	346	164	69	22
29-dic	39	216	393	732	830	762	623	563	340	138	101	26
30-dic	33	236	433	668	733	717	724	532	473	281	80	20
31-dic	41	252	455	703	899	1004	850	553	485	208	167	46

Radiación total promedio en Bucaramanga, estación meteorológica CDMB-UIS.

Anexo B. CATÁLOGO ALANOD MIRO-SUN® weatherproof reflective 90.



EFICIENCIA. SOLAR. SUPERFICIES.



Alanod-Solar

EFICIENCIA. SOLAR. SUPERFICIES.

Eficiencia en superficies solar – tratamiento de superficies por excelencia

Como un subsidiario absoluto de ALANOD®, Alanod-Solar® se beneficia de sus más de treinta años de experiencia en la producción de superficies y cintas acabadas de aluminio y cobre; esta experiencia permite a Alanod-Solar® enfocarse con sus productos a la generación de energía solar amigable con el medio ambiente.

En cuatro sistemas de recubrimiento al vacío (PVD), con un proceso de “aire a aire” son producidos sistemas de recubrimiento de absorción selectiva o de recubrimiento de alta reflectividad. Existe toda una red global de vendedores hecha a la medida para brindar apoyo y orientación en cualquier lugar del mundo.



Reflexión Solar

Con nuestras superficies reflejantes ofrecemos diversos materiales con una reflectancia solar total en un rango entre el 85% al 95%. Gracias a la capa de nanocompuestos resistente a la intemperie. MIRO-SUN® es el material ideal para aplicaciones en el exterior. Este es usado en reflectores CPC (= Colectores de tubo al vacío), colectores de tubos evacuados y concentradores parabólicos (CSP = Concentradores Solares de poder). Adicionalmente MIRO-SUN® puede ser usado como material concentrador reflejante para aplicaciones fotovoltaicas (CPV = Concentradores fotovoltaicos). Los diferentes productos en el portafolio de Alanod-Solar permiten ofrecer los componentes ideales para todas las aplicaciones posibles.

Absorción Solar

sunselect®, mirotherm® y mirosol® son los tres sistemas de recubrimientos de absorción selectiva para colectores solares. Estos sistemas de recubrimiento son vaporizados continuamente en un proceso de PVD, como parte del proceso “aire a aire”. Este logra el 95% de absorción y al mismo tiempo una mínima emisión de no más del 5%.

Todos los productos de absorción son usados en diferentes rangos de colectores solares térmicos. La mayoría de las veces los tubos de cobre y aluminio son soldados en la parte trasera de los absorbedores para conducir calor, se ha comprobado que la soldadura laser es la optima tecnología para unir ambos metales idénticos o diferentes. Este método asegura que la unión logra no solo estabilidad mecánica a largo plazo sino también excelente conducción térmica.

Presencia Internacional

Nuestros productos de alta calidad están ahora vendidos, procesados e instalados por nuestros socios comerciales en los cinco continentes. Nosotros somos la primera compañía en el mundo que ha vendido más 14 millones de metros cuadrados de áreas de superficies absorbentes.

Aun más nosotros tenemos una calidad integrada y certificada y un sistema de administración medioambiental de acuerdo a DIN ENISO 9001: 2000 y 14001:2005



Ventajas del Producto

EFICIENCIA. SOLAR. SUPERFICIES.

Aplicaciones:

- Colectores de placa plana
- Colectores de aire
- Colectores de tubos evacuados

Absorción:

- 10 años de garantía del material
- Sistema de capas selectivas garantizan tanto una alta absorción como una emisión baja
- Todas las técnicas de conexión al tubo son aplicables
- A petición con película protectora o papel intercalado
- Ahorro de CO₂ por m²:
100 kg/año en comparación con el gas natural
130 kg/año en comparación con el aceite de calefacción
- > 14 Mill. de m² suministrados e instalados en todo el mundo
- Un ahorro de aproximadamente 1,4 Mill. De toneladas de CO₂ por año
- Últimas técnicas de medición en línea garantizan la más alta calidad estándar
- Proceso de fabricación apto al medio ambiente / libre de emisión
- Balance energético bajo

Aplicaciones:

- Colectores de tubo
(CPC Colectores de tubo al vacío)
- Planta de Energía para Colectores-cilindro-parabólicos o fresnel linear
(CSP Concentradores Solares de poder)
- Micro parabólica
(CST Generación térmica por Energía Solar concentrada)
- Fotovoltaica
(CPV Concentradores fotovoltaicos)
- Cocinas Solares
- Heliostatos

Reflexión:

- 10 años de garantía del material
- Resistente a la intemperie por recubrimientos de nano-compuestos
- Optimizado para una reflexión solar más alta
- Resistente a los rayos ultravioleta
- Resisten al calor
- Fácil de limpiar
- Moldeable
- Flexible
- Resiste a rayaduras
- sin delaminación
- Proceso de fabricación apto al medio ambiente / libre de emisión
- Equilibrio de energía más bajo

Absorción

Informaciones Técnicas

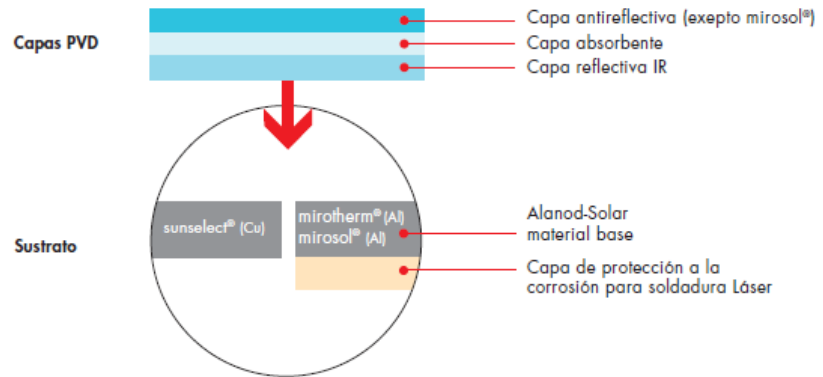
sunselect®, mirotherm® y mirosol®

Basandose en una cinta de aluminio o de cobre, se aplica el sistema de recubrimientos absorbentes selectivos en un proceso continuo de «aire – a – aire» con tecnología magnetrón al vacío (PVD), el cual es único en el mundo. Este sistema consiste de 3 capas. Mientras que la capa reflectiva IR se encarga de una emisión térmica epsilon (ϵ) muy baja, las capas de óxido de absorción y antireflexión causan una alta absorción solar alpha (α) y resistencia contra influencias externas.

mirosol® TS

Al mirosol TS, se le aplica una capa de pintura al aluminio en un proceso desarrollado especialmente. Con esto están a disponibilidad además de los recubrimientos PVD también superficies de lacas selectivas aplicadas en proceso continuo para colectores solares térmicos.

Estructura de la capa

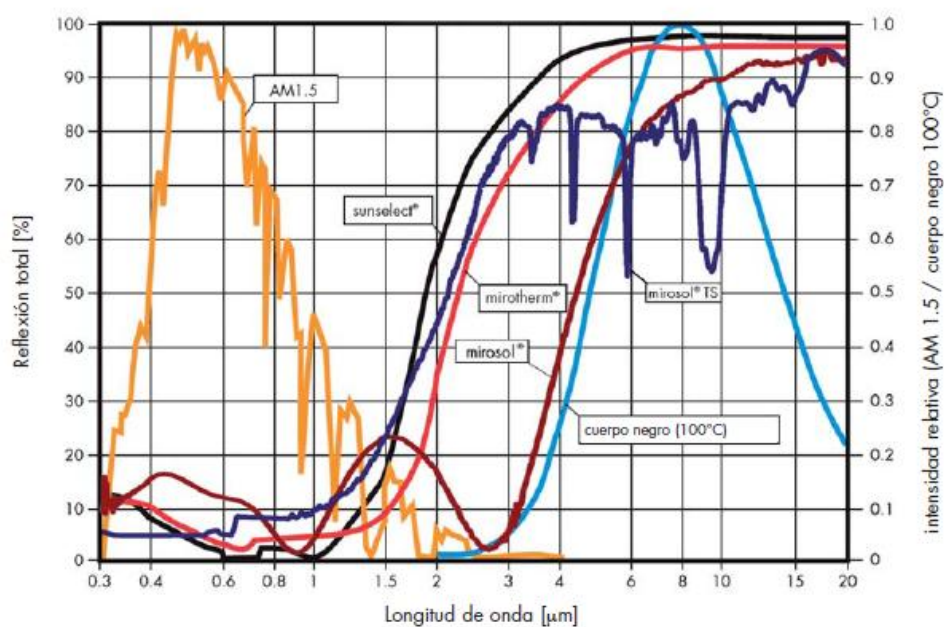


Propiedades	Parámetros	sunselect	mirotherm	Prueba estándar
Mecánicas	Aleación del metal:	Cu-DHP*, Cu-OF*, Cu-HCP*	Al 1050* o puro	*DIN EN13599 / *DIN EN 573-3
	Dureza del material:	semiduro*	duro*	*DIN EN 1652 / *DIN EN 485-2
Ópticas	Absorción solar, α_{sol} :	0,95 ± 0,02	0,95 ± 0,01	
	Emisión térmica, $\epsilon_{100\text{ °C}}$:	0,05 ± 0,02	0,05 ± 0,02	
	Coordenadas de color a* (D 65):	0 a +14	-12 a 0	DIN 5033
	Coordenadas de color b* (D 65):	-35 a -10	-25 a 0	DIN 5033
Físicas	Conductividad térmica específica:	295 - 395 W/(m*K)	210 - 220 W/(m*K)	
	Densidad específica, g/cm³:	8,9	2,7	
Medidas	Ancho, mm:	max. 1250	max. 1250	
	Espesor, mm:	0,12 - 0,3*	0,3 - 0,5*	
Formas de suministro	Bobinas o láminas:	Papel intercalado o película protectora	Papel intercalado o película protectora	
	Diámetro interior de la bobina 400 ó 500 mm:	✓	✓	
Prueba de envejecimiento	Aprobado:	✓	✓	ISO/CD 12592.2 Task X
Garantía	10 años:	✓	✓	

* = Otros espesores a petición

Absorción

Espectro de la reflexión de sunselect®, mirotherm®, mirosol® & mirosol® TS



Propiedades	Parámetros	mirosol	mirosol TS	Prueba estándar
Mecánicas	Aleación del metal:	Al 1050* o puro	Al 1050* o puro	*DIN EN 573-3 *DIN EN 485-2
	Dureza del material:	duro*	semiduro*	
Ópticas	Absorción solar, α_{sol} :	0,90 ± 0,02	0,90 ± 0,02	DIN 5033 DIN 5033
	Emisión térmica, $\epsilon_{100\text{ °C}}$:	0,15 ± 0,02	0,20 ± 0,03	
	Coordenadas de color a* (D 65):	-12 a +2	-1 a +2	
	Coordenadas de color b* (D 65):	-25 a 0	-1 a +2	
Físicas	Conductividad térmica específica:	210 - 220 W/(m·K)	210 - 220 W/(m·K)	
	Densidad específica, g/cm³:	2,7	2,7	
Medidas	Ancho, mm:	max. 1250	max. 1250	
	Espesor, mm:	0,3 - 0,5*	0,3 - 0,5*	
Formas de suministro	Bobinas o láminas:	Papel intercalado o película protectora	Papel intercalado o película protectora	
	Diámetro interior de la bobina 400 ó 500 mm:	✓	✓	
Prueba de envejecimiento	Aprobado:	✓	✓	ISO/CD 12592.2 Task X
	10 años:	✓	✓	

* = Otros espesores a petición

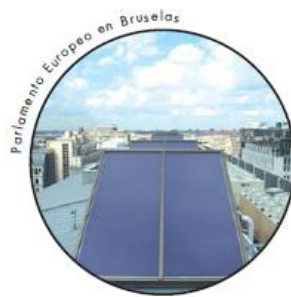
Ejemplos de proyectos de absorción



Colector de placa plana



Ackermannbogen · Múnich



Parlamento Europeo en Bruselas



SOLVIS sede principal · Braunschweig



Sistema solar comercial · Oberndorf



Edificio con colectores planos verticales



Escuela deportiva nacional · Albstadt



Sistema solar térmico · Fenway Park Boston



Casa privada unifamiliar · Würzburg



Casa privada unifamiliar

Fuente de fotos:
 TISUN GmbH, Söll/ Austria · TISUN GmbH, Söll/ Austria · Solvis GmbH & Co. KG, Braunschweig/ Germany
 Gasokol GmbH, Grein/ Austria · Wagner & Co. Solartechnik GmbH, Cölbe/ Germany · Viessmann Werke GmbH & Co. KG, Allendorf/ Germany
 Heliodyne Inc., Richmond, CA/ USA · Stiebel Eltron GmbH & Co. KG, Holzinden/ Germany · Vaillant GmbH & Co. KG, Remscheid/ Germany

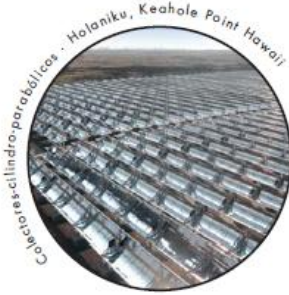
Ejemplos de proyectos de reflexión



Aplicación para CPC



Aplicación para CSP



Colectores cilindro-parabólicos - Holaniku, Keahole Point Hawaii



Colector CPC - Estación de bomberos Ennepetal



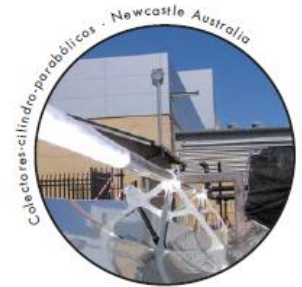
Colectores CPV - Nipton California



Colectores cilindro-parabólicos con MIRO-SUN*



Colectores cilindro-parabólicos - planta hotelera en Turquía



Colectores cilindro-parabólicos - Newcastle Australia



Instalación de colectores cilindro-parabólicos con MIRO-SUN*



Cocina Solar con MIRO-SUN*



Concentración fotovoltaica con MIRO-SUN* PV

Fuente de fotos:
 Sopogy Inc., Hawaii/ USA - ALANOD GmbH & Co. KG, Ennepetal/ Germany - Skyline Solar, Mountain View, CA/ USA
 New Energy Partners Pty Ltd, Gordon/ Australia - Solitem GmbH Technologiezentrum, Aachen/ Germany - New Energy Partners Pty Ltd, Gordon/ Australia
 Menova Energy, Ottawa/ Canada - EG Solar E.V., Altötting/ Germany - WS Energia, Oeiras/ Portugal

Reflexión

Informaciones técnicas

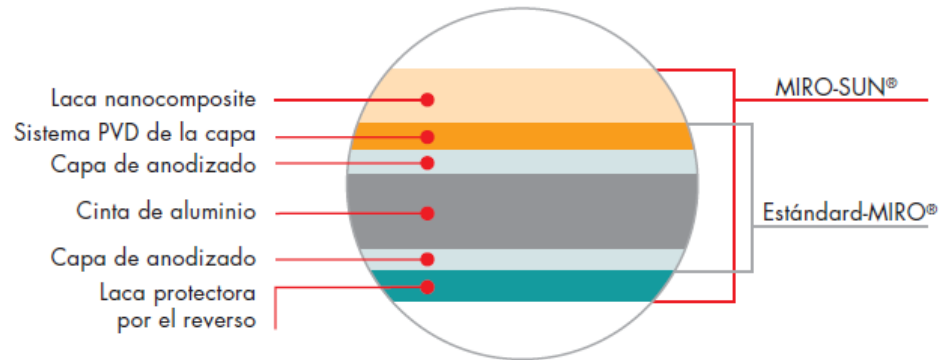
MIRO-SUN®

Basado en nuestra gama de productos MIRO®, la cual ofrece un 95% de reflectividad total, hemos desarrollado MIRO-SUN® especialmente para la aplicación a la intemperie.

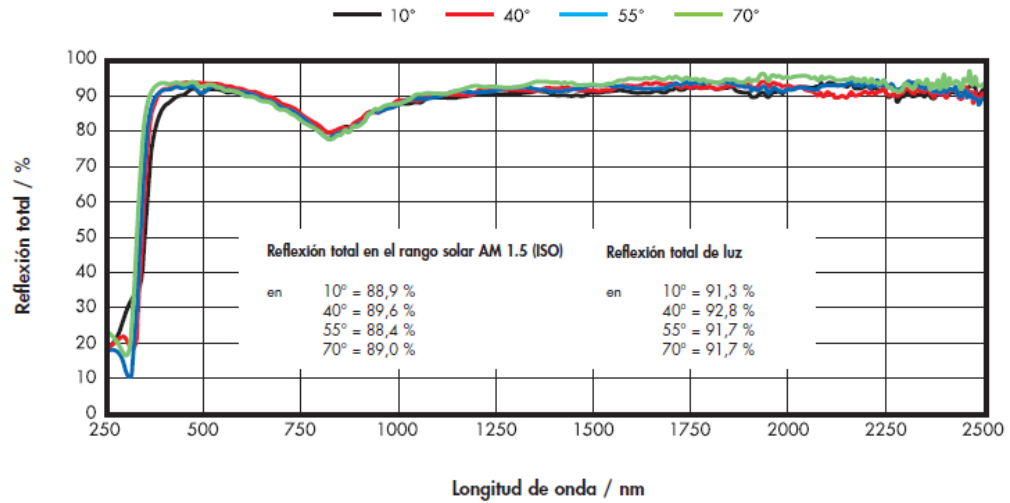
La cinta anodizada es sometida al recubrimiento continuo «aire – a – aire» de magnetron al vacio (PVD)

donde se le aplica una capa altamente reflectante (MIRO®), para después ser protegida en el proceso de recubrimiento con una laca "nanocomposite". En este caso el reverso del material puede ser suministrado en diferentes variaciones.

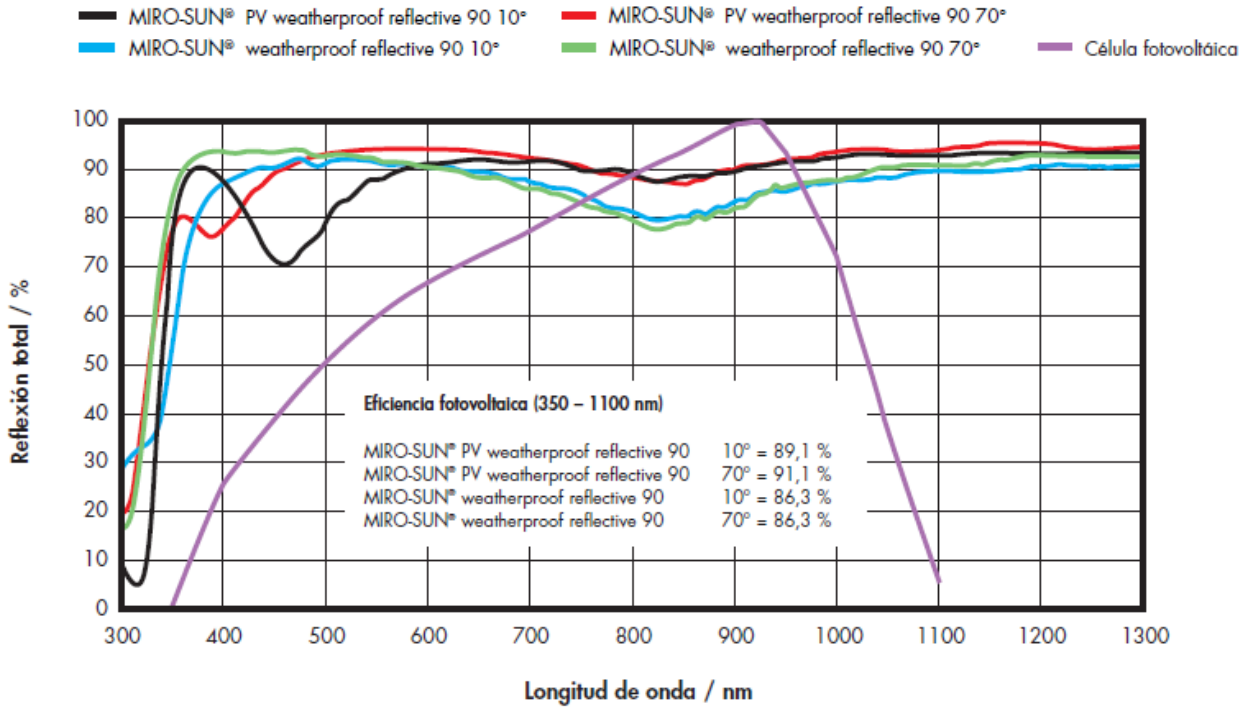
Estructura de la capa



Reflexión total de **MIRO-SUN® weatherproof reflective 90** en el rango solar



Reflexión total de **MIRO-SUN® PV weatherproof reflective 90** para aplicaciones fotovoltaicas en comparación con **MIRO-SUN® weatherproof reflective 90**



Reflexión

Propiedades	Parámetros	reflective 85	MIRO reflective 90	MIRO high reflective 95	Prueba estándar
Mecánicas	Resistencia a la tracción N/mm ² :	160 - 200	160 - 200	160 - 200	EN 485-2
	Rendimiento N/mm ² :	140 - 180	140 - 180	140 - 180	EN 485-2
	Elongación A 50%:	≥ 2	≥ 2	≥ 2	EN 485-2
	Radio de curvatura:	≥ 1,5 veces del grosor del material	≥ 1,5 veces del grosor del material	≥ 1,5 veces del grosor del material	
Ópticas	Reflexión total en el rango solar %:	85	90	95	ASTM 891-87
	Reflexión especular en el rango solar (R ^{solar}) %:	80 ± 2	87 ± 2	92 ± 2	Solar Paces Task III Guidelines
	Reflexión total de luz %:	86	95	98	DIN 5036-3
	Reflexión especular de luz %:	80 / 76	91 / 90	93 / 92	ISO 7668 60°
	Frente:	longitudinal/traversal anodizado	longitudinal/traversal PVD recubrimiento	longitudinal/traversal PVD recubrimiento	
	Reverso:	anodizado	anodizado	anodizado	
Físicas	Densidad específica, g/cm ³ :	2,7	2,7	2,7	
	Conductividad térmica específica (10 ⁴ /K ¹):	23,5	23,5	23,5	
	Resistencia a temperatura (1000h):	300 °C	300 °C	150 °C	
	Conductividad térmica específica W/(m·K):	≥ 220	≥ 220	≥ 220	
Medidas	Ancho, mm:	max. 1250	max. 1250	max. 1250	
	Espesor, mm:	0,3 - 0,8	0,3 - 0,8	0,2 - 0,5	
Formas de suministro	Bobinas o láminas:	película protectora intercalada	película protectora intercalada	película protectora intercalada	
	Diámetro interior de la bobina 400 ó 500 mm:	✓	✓	✓	
Resistencia a la Corrosión y la interperie	Adecuado para la exposición a la intemperie:				
	Ensayo de neblina salina:				
	Pureba de diferencia de temperatura:				
	Pureba QUVB de 500h:				
	Pureba de cocción 24h:				
Garantía	10 años:				

Reflexión

Calidades	Parámetros	weatherproof 85	MIRO-SUN weatherproof reflective 90	MIRO-SUN PV weatherproof reflective 90	Prueba estándar
Mecánicamente	Resistencia a la tracción N/mm ² :	130 - 160	130 - 160	130 - 160	EN 485-2
	Rendimiento N/mm ² :	125 - 155	125 - 155	125 - 155	EN 485-2
	Elongación A 50%:	≥ 2	≥ 2	≥ 2	EN 485-2
	Radio de curvatura:	≥ 2 veces del grosor del material	≥ 2 veces del grosor del material	≥ 2 veces del grosor del material	
Ópticamente	Reflexión total en el rango solar %:	85	90	90	ASTM 891-87
	Reflexión especular en el rango solar (R ^{solar}) %:	80 ± 2	85 ± 2	85 ± 2	Solar Pacs Task III Guidelines
	Reflexión total de luz %:	85	92	87	DIN 5036-3
	Reflexión especular de luz %:	75 - 85 / 70 - 80 longitudinal/traversal	87 / 87 longitudinal/traversal	86 / 86 longitudinal/traversal	ISO 7668 60°
	Frente:	anodizado & protegido	Recubrimiento PVD & protegido	Recubrimiento PVD & protegido	
	Reverso: Protección por el reverso:	anodizado posible	anodizado posible	anodizado posible	
Físicamente	Densidad específica, g/cm ³ :	2,7	2,7	2,7	
	Conductividad térmica específica (10 ⁻⁴ /K ²):	23,5	23,5	23,5	
	Resistencia a temperatura (1000h):	180 °C	180 °C	180 °C	
	Conductividad térmica específica W/(m*K):	≥ 220	≥ 220	≥ 220	
Medidas	Ancho, mm:	max. 1250	max. 1250	max. 1250	
	Espesor, mm:	0,3 - 0,8	0,3 - 0,8	0,3 - 0,8	
Formas de suministro	Bobinas o láminas: intercalada	película protectora intercalada	película protectora intercalada	película protectora	
	Diámetro interior de la bobina 400 ó 500 mm:	✓	✓	✓	
Resistencia a la Corrosión y la Interperle	Adecuado para la exposición a la intemperie:	✓	✓	✓	
	Ensayo de neblina salina:	✓	✓	✓	DIN EN ISO 9227
	Pureba de diferencia de temperatura:	✓	✓	✓	DIN 50 928, chapt. 9.5
	Prueba QUVB de 500h:	✓	✓	✓	DIN EN ISO 4892-3
	Prueba de cocción 24h:	✓	✓	✓	GSB-guideline
Garantía	10 años:	✓	✓	✓	



ALANOD GmbH & Co. KG · Egerstr. 12 · 58256 Ennepetal · Germany
Phone +49 23 33 986 - 500 · Fax +49 23 33 986 - 525 · info@alanod-solar.com

www.alanod-solar.com

Alanod Solar es miembro de:



Anexo C. Datasheet Puente H MD10C.



MD10C

Enhanced 10A DC Motor Driver



User's Manual

V1.0

May 2012

Information contained in this publication regarding device applications and the like is intended through suggestion only and may be superseded by updates. It is your responsibility to ensure that your application meets with your specifications. No representation or warranty is given and no liability is assumed by Cytron Technologies Incorporated with respect to the accuracy or use of such information or infringement of patents or other intellectual property rights arising from such use or otherwise. Use of Cytron Technologies's products as critical components in life support systems is not authorized except with express written approval by Cytron Technologies. No licenses are conveyed, implicitly or otherwise, under any intellectual property rights.

Index

1. Introduction and Overview	3
2. Packing List	4
3. Product Specification and Limitations	5
4. Dimension	6
5. Board Layout	7
6. Installation and Getting Started	9
6.1 Selecting board supply	9
6.2 Getting Started MD10C with SK40C	10
7. Warranty	12

1. INTRODUCTION AND OVERVIEW

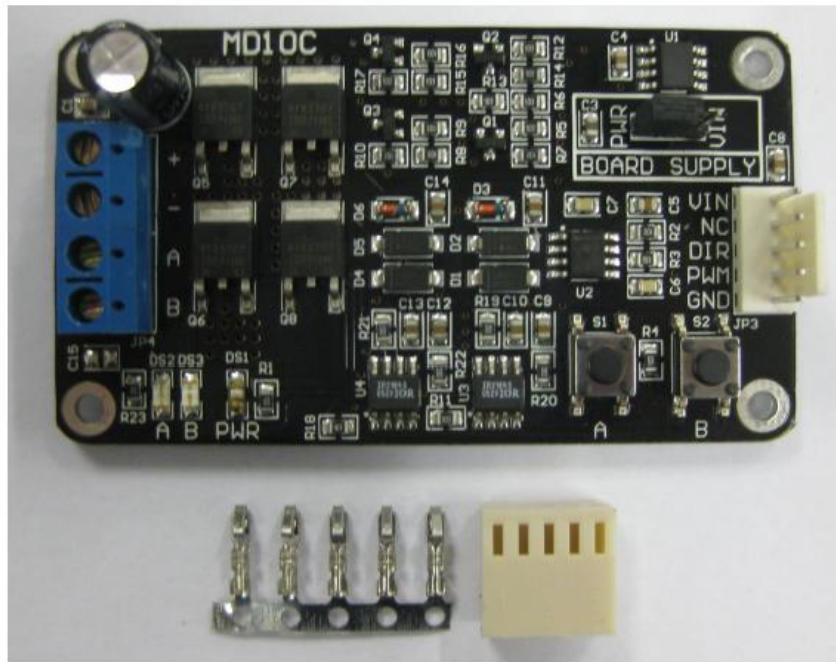
MD10C is an enhanced version of the MD10B which is designed to drive high current brushed DC motor up to 10A continuously. It offers several enhancements over the MD10B such as support for both locked-antiphase and sign-magnitude PWM signal as well as using full solid state components which result in faster response time and eliminate the wear and tear of the mechanical relay.

The MD10C has been designed with the capabilities and features of:

- Bi-directional control for 1 brushed DC motor.
- Support motor voltage ranges from 3V to 25V.
- Maximum current up to 10A continuous and 15A peak (10 second).
- 3.3V and 5V logic level input.
- Solid state components provide faster response time and eliminate the wear and tear of mechanical relay.
- Fully NMOS H-Bridge for better efficiency and no heat sink is required.
- Speed control PWM frequency up to 10KHz.
- Support both locked-antiphase and sign-magnitude PWM operation.
- **Dimension:**75mm x 43mm

2. PACKING LIST

Please check the parts and components according to the packing list. If there are any parts missing, please contact us at sales@cytron.com.my immediately.



1. 1 x MD10C Enhanced 10A DC Motor Driver
2. 1x 2510 PCB Connector - 5 Ways (Female)
3. 5 x 2510 Iron Pin
4. User's manual can be downloaded from <http://www.cytron.com.my>

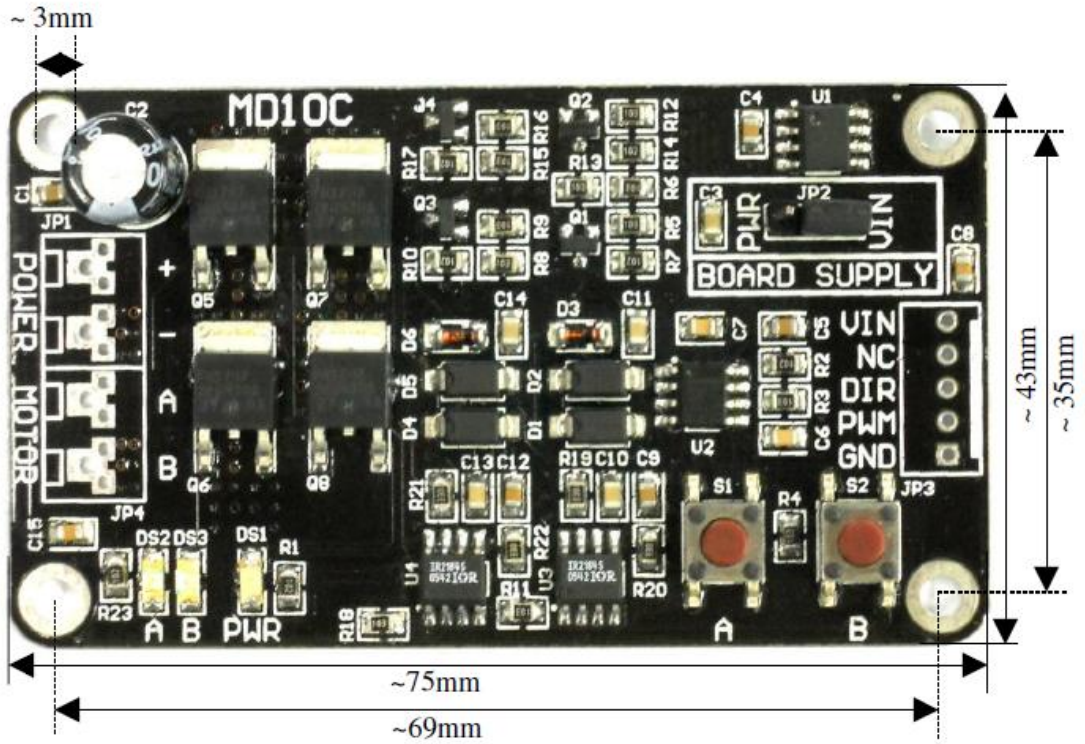
3. PRODUCT SPECIFICATION AND LIMITATIONS

Absolute Maximum Rating

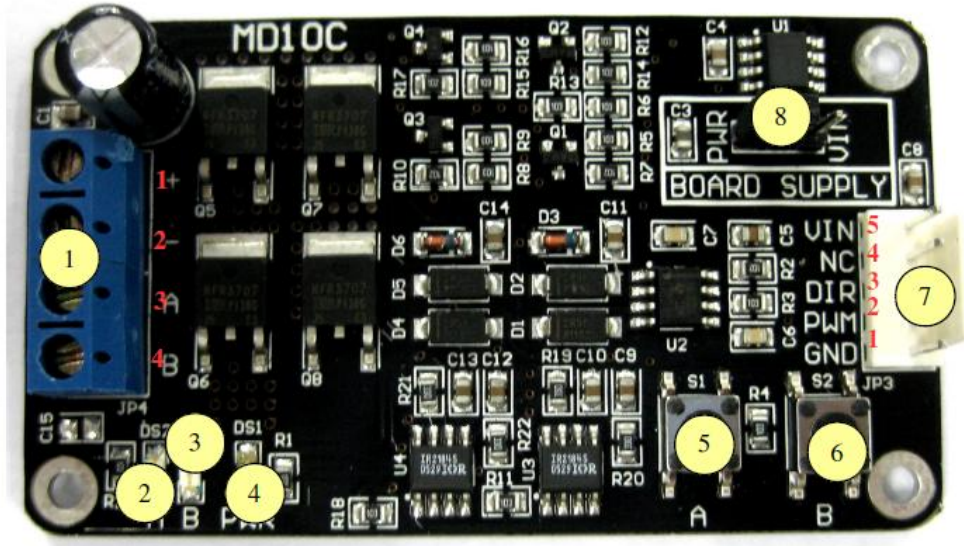
No	Parameters	Min	Typical	Max	Unit
1	Power Input Voltage (Motor Supply Voltage)	3	-	25	V
2	I_{MAX} (Maximum Continuous Motor Current)	-	-	10	A
3	I_{PEAK} – (Peak Motor Current) *	-	-	15	A
4	V_{IN} (Board Supply Voltage)	11	12	14	V
5	V_{IOH} (Logic Input – High Level)	3	-	5.5	V
6	V_{IOL} (Logic Input – Low Level)	0	0	0.5	V
7	Maximum PWM Frequency	-	-	10	KHz

* *Must not exceed 10 seconds.*

4. DIMENSION



5. BOARD LAYOUT



1. Terminal Block – Connect to motor and power source.

Pin No.	Pin Name	Description
1	POWER +	Positive supply.
2	POWER -	Negative supply.
3	Motor Output A	Connect to motor terminal A.
4	Motor Output B	Connect to motor terminal B.

2. Red LED A – Turns on when the output A is high and output B is low. Indicates the current flows from output A to B.
3. Red LED B – Turns on when the output A is low and output B is high. Indicates the current flows from output B to A.
4. Green LED – Power LED. Should be on when the board is powered on.
5. Test Button A – When this button is pressed, current flows from output A to B and motor will turn CW (or CCW depending on the connection).

6. Test Button B – When this button is pressed, current flows from output B to A and motor will turn CCW (or CW depending on the connection).

7. Input

Pin No.	Pin Name	Description
1	GND	Logic ground.
2	PWM	PWM input for speed control.
3	DIR	Direction control.
4	NC	Not connected. This pin is not used.
5	VIN*	Board power supply.

** This can be left unconnected if the board is powered by motor power input.*

The truth table for the control logic is as follow:

Pin 2 (PWM)	Pin 3 (DIR)	Output A	Output B
Low	X (Don't Care)	Low	Low
High	Low	High	Low
High	High	Low	High

8. Jumper – Board Supply Selector

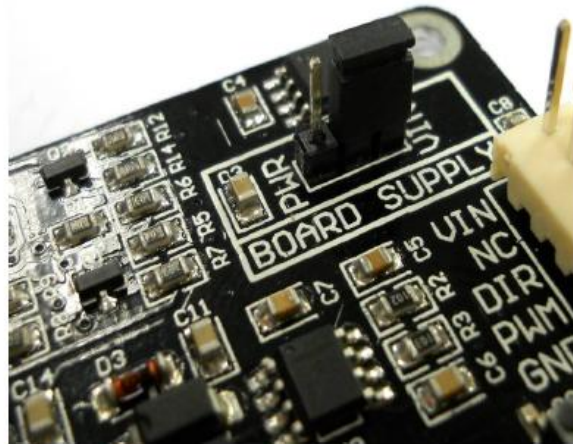
PWR: Board is powered by motor power input. Only select this when the motor power input is > 14V.

VIN: Board is powered by VIN. 12V must be supplied to the VIN pin and motor power input can be 3V – 25V.

6. INSTALLATION AND GETTING STARTED

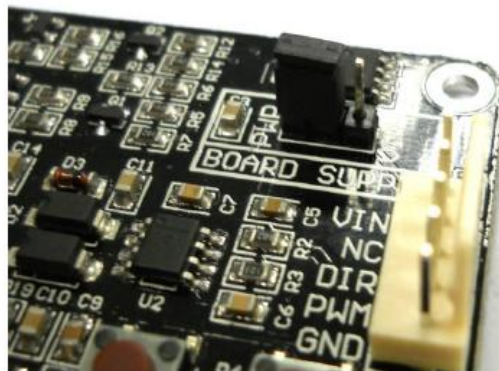
6.1 Selecting Board Supply

Before using the MD10C, user needs to determine the power source for the board by using the onboard jumper. By default, VIN is selected as the board supply and this can be used in all cases. In this mode, 12V must be supplied to the VIN pin at the input port.



VIN is selected as board power supply

If the MD10C is used to drive a DC motor from 14V – 25V, the board can be optionally powered by the motor power input. To do so, just select PWR by using the onboard jumper. In this mode, the VIN pin at the input port can be left unconnected.



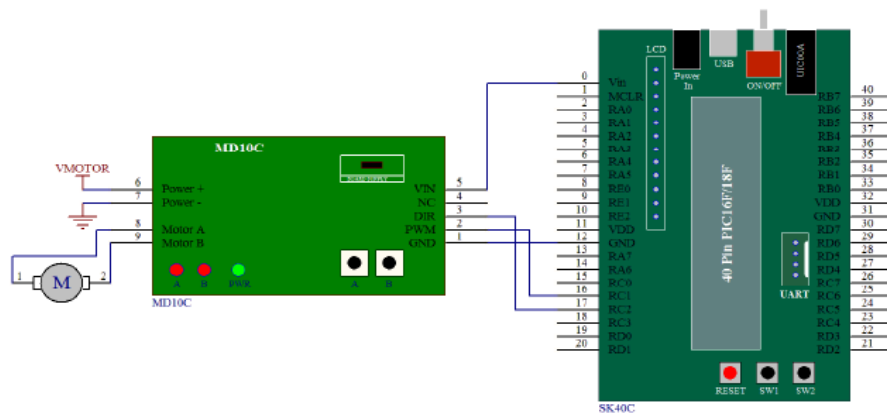
PWR is selected as board power supply

6.2 Getting Started MD10C with SK40C

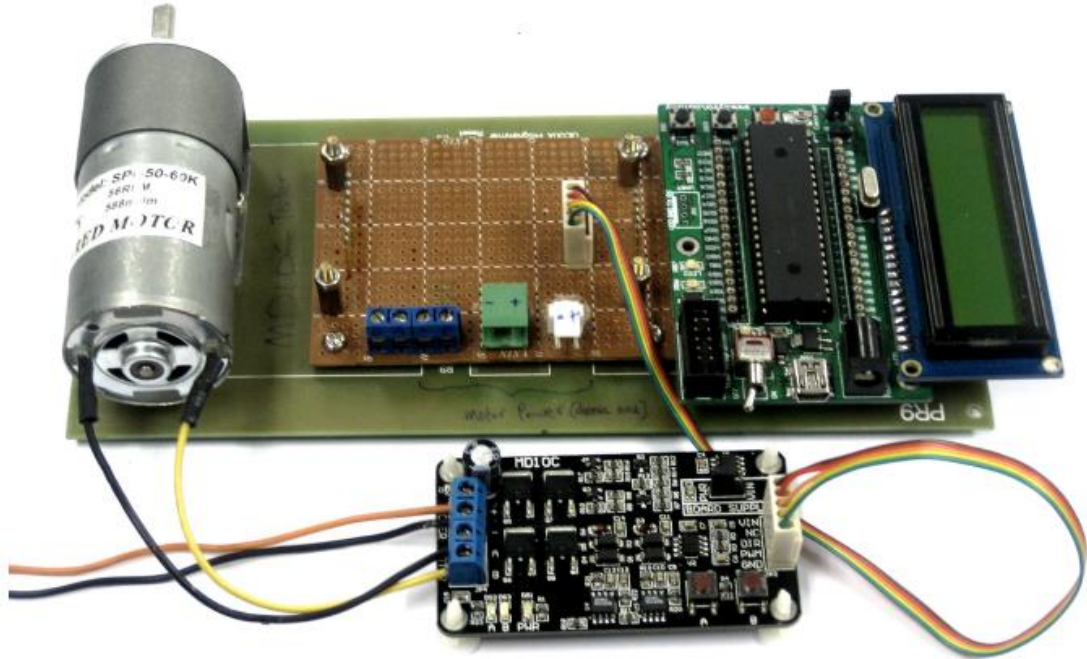
MD10C is compatible with 2 types of PWM operation, which are:

1. Sign-Magnitude PWM – For sign-magnitude PWM operation, 2 control signals are used to control the speed and direction of the motor. PWM is feed to the PWM pin to control the speed while DIR pin is used to control the direction of the motor.
2. Locked-Antiphase PWM – For locked-antiphase PWM operation, only 1 control signal is needed to control the speed and direction of the motor. PWM pin is connected to logic high while the DIR pin is being feed with the PWM signal. When the PWM signal has 50% duty cycle, the motor stops running. If the PWM has less than 50% duty cycle, the motor will turn CW (or CCW depending on the connection). If the PWM signal has more than 50% duty cycle, motor will turn CCW (or CW depending on the connection).

Sample source code for using PIC16F877A to control the motor with MD10C is provided and is available for download at Cytron's website under the product page. SK40C is used in the demonstration and the connection diagram is as follow:



1. Connect MD10C and SK40C as shown in the schematic above and select the board supply for MD10C. Please refer to Section 5.1 Selecting board supply.



2. Upload the hex file into SK40C using UIC00A/B. The hex file can be downloaded from Cytron's website under MD10C Sample program. Please refer SK40C or UIC00B User's Manual to upload the hex code into SK40C.

7. WARRANTY

- Product warranty is valid for 6 months.
- Warranty only applies to manufacturing defect.
- Damage caused by mis-use is not covered under warranty.
- Warranty does not cover freight cost for both ways.

Prepared by
Cytron Technologies Sdn. Bhd.
19, Jalan Kebudayaan 1A,
Taman Universiti,
81300 Skudai,
Johor, Malaysia.

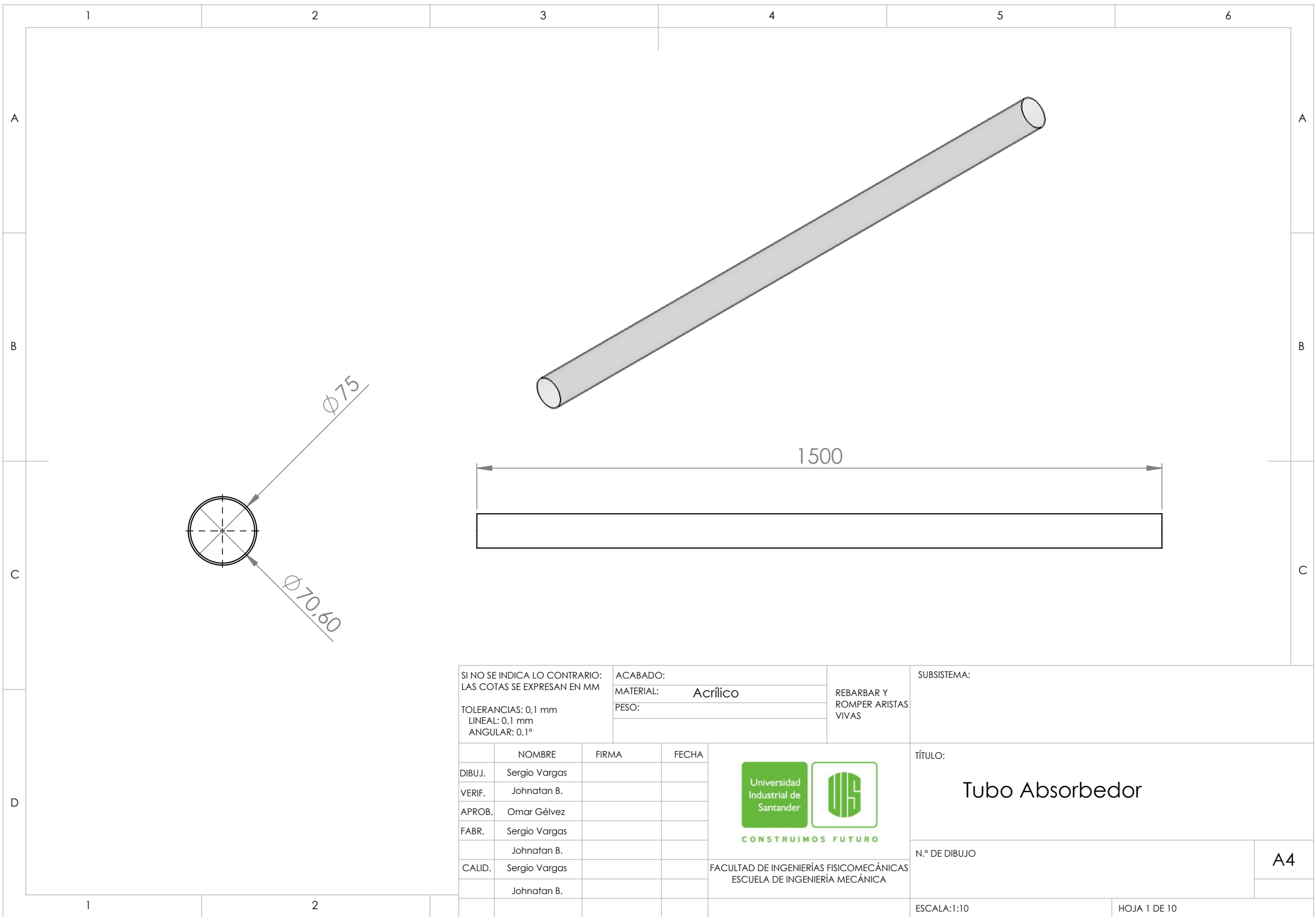
Tel: +607-521 3178

Fax: +607-521 1861

URL: www.cytron.com.my

Email: support@cytron.com.my
sales@cytron.com.my

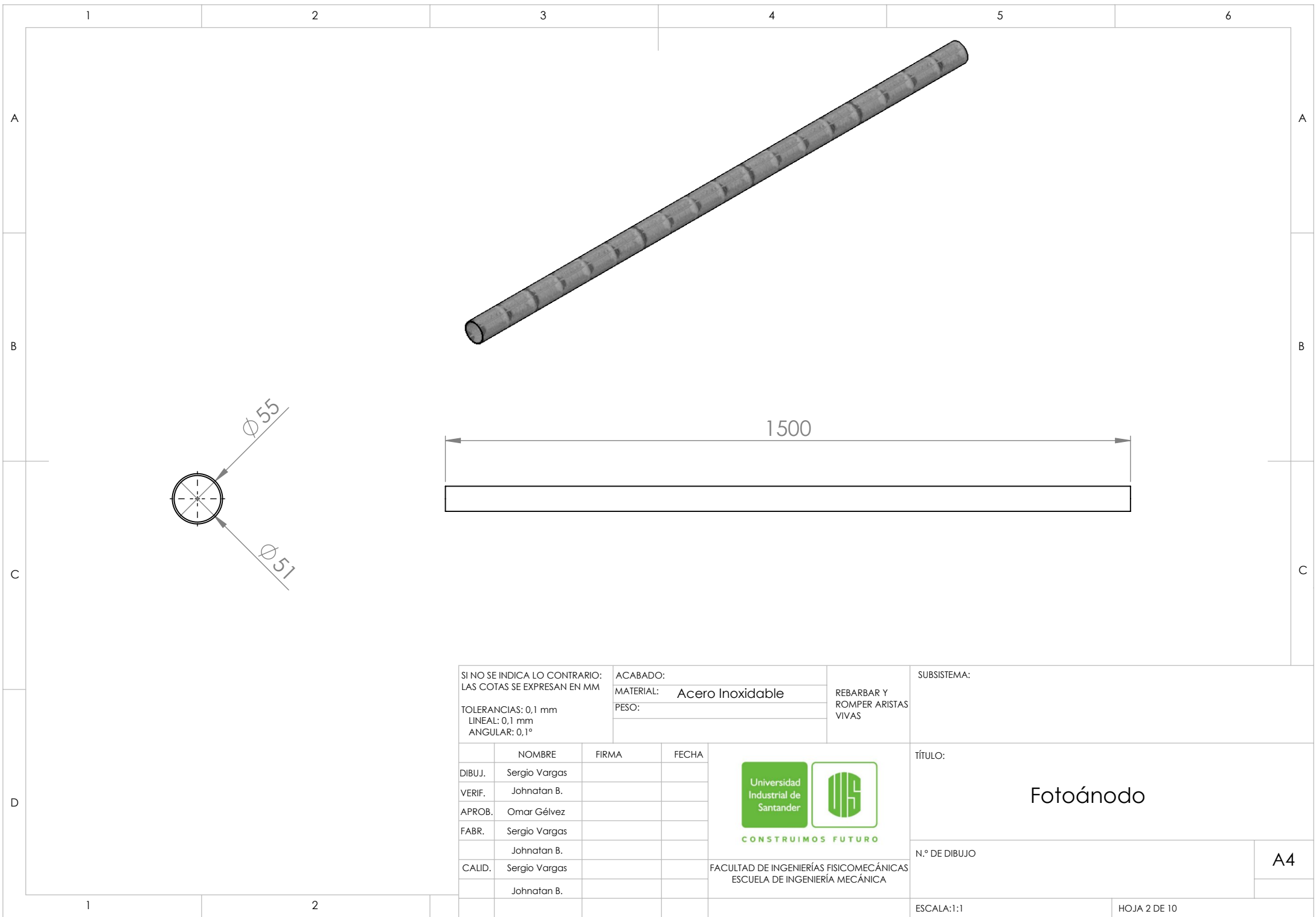
Anexo D. Planos del concentrador.



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	
	MATERIAL:		Acrílico
	PESO:		

TOLERANCIAS: 0,1 mm LINEAL: 0,1 mm ANGULAR: 0,1°			 CONSTRUIMOS FUTURO	
	NOMBRE	FIRMA		FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas			
VERIF.	Johnatan B.			
APROB.	Omar Gélvez			
FABR.	Sergio Vargas			
	Johnatan B.			
CALID.	Sergio Vargas			
	Johnatan B.			

SUBSISTEMA:	
TÍTULO: Tubo Absorbedor	
N.º DE DIBUJO	A4
ESCALA: 1:10	HOJA 1 DE 10



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

ACABADO:
MATERIAL: **Acero Inoxidable**
PESO:

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gélvez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		




CONSTRUIMOS FUTURO

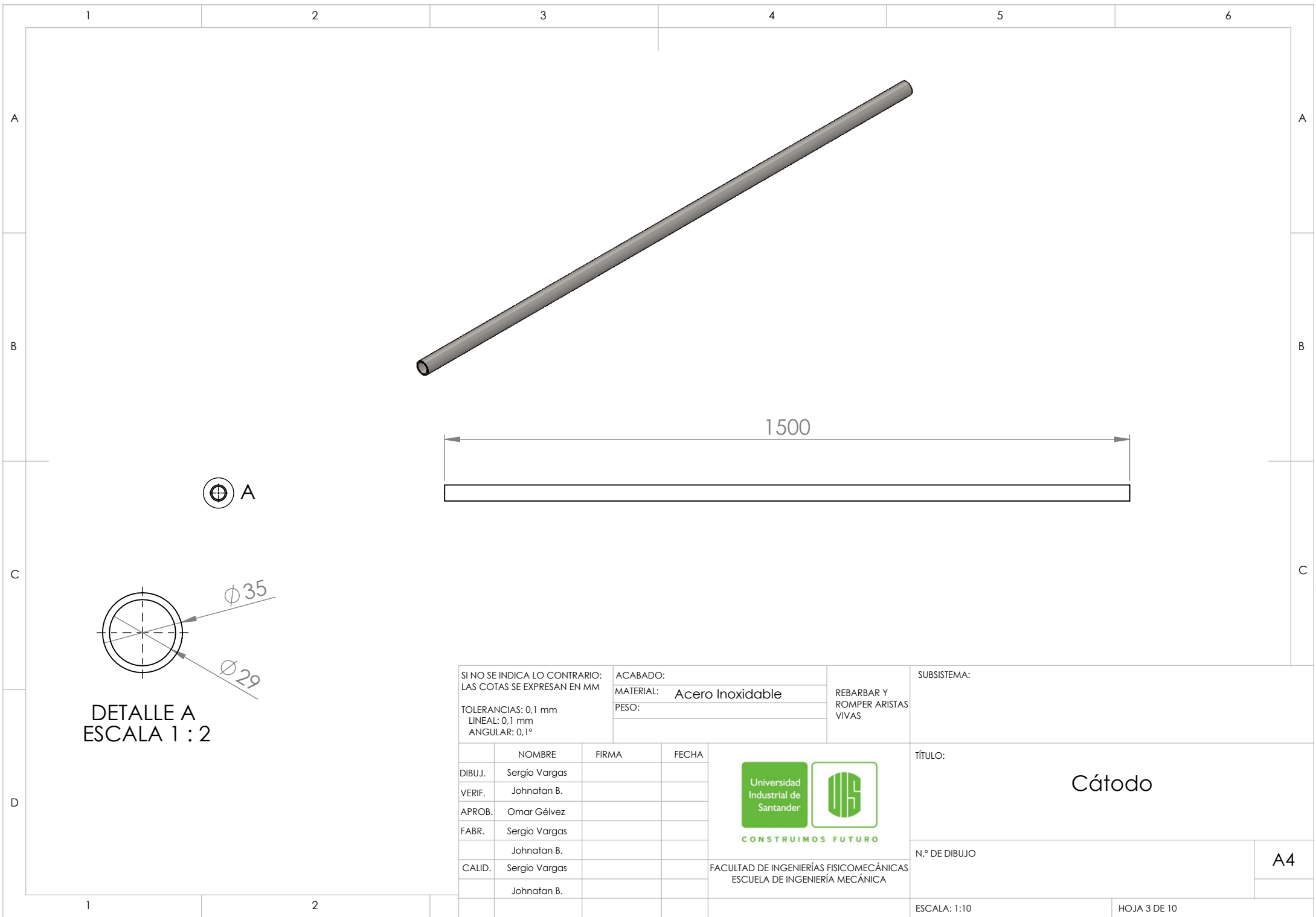
 FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
 ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:
Fotoánodo

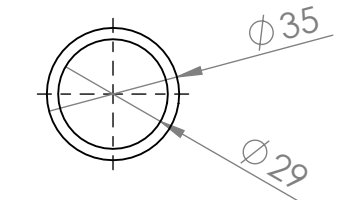
N.º DE DIBUJO: **A4**

ESCALA: 1:1

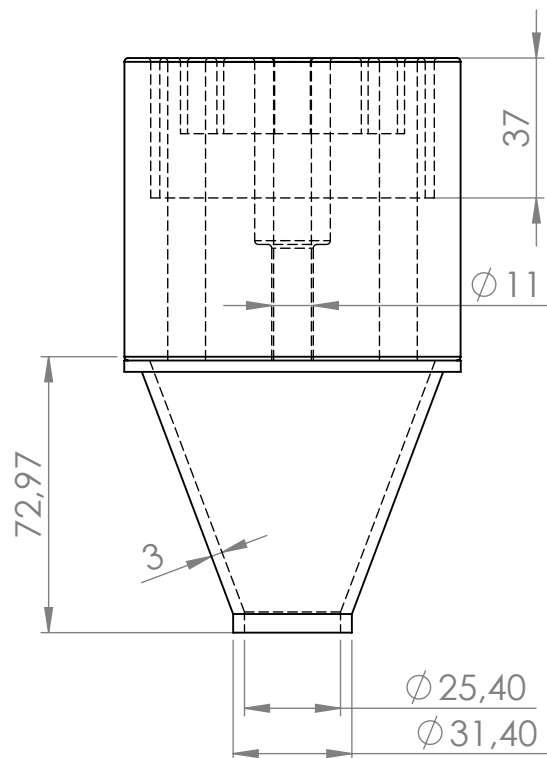
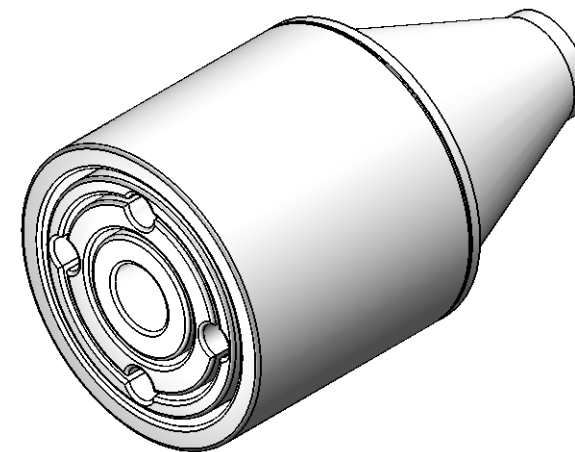
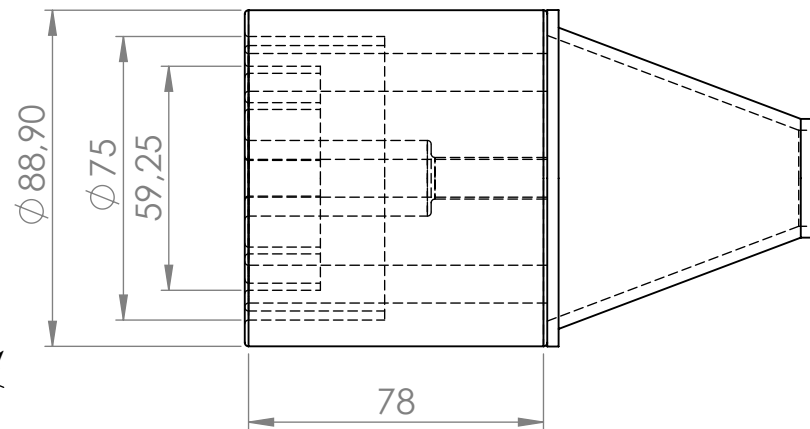
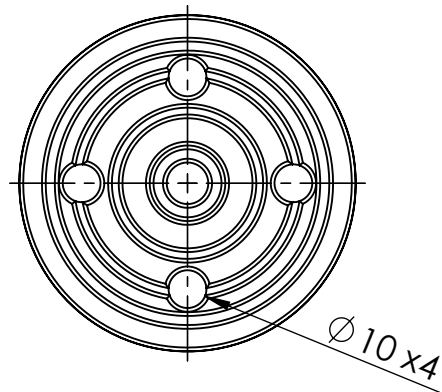
HOJA 2 DE 10



⊕ A



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM		ACABADO:		REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS	SUBSISTEMA:	
TOLERANCIAS: 0,1 mm LINEAL: 0,1 mm ANGULAR: 0,1°		MATERIAL: Acero Inoxidable			PESO:	
	NOMBRE	FIRMA	FECHA	<p>CONSTRUIAMOS FUTURO</p>		
DIBUJ.	Sergio Vargas					
VERIF.	Johnatan B.			TÍTULO: Cátodo		
APROB.	Omar Gévez					
FABR.	Sergio Vargas			N.º DE DIBUJO		
	Johnatan B.					
CALID.	Sergio Vargas			A4		
	Johnatan B.					
				FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA		
ESCALA: 1:10					HOJA 3 DE 10	



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO:

MATERIAL: UHMW

PESO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gélvez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		



CONSTRUIMOS FUTURO

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:

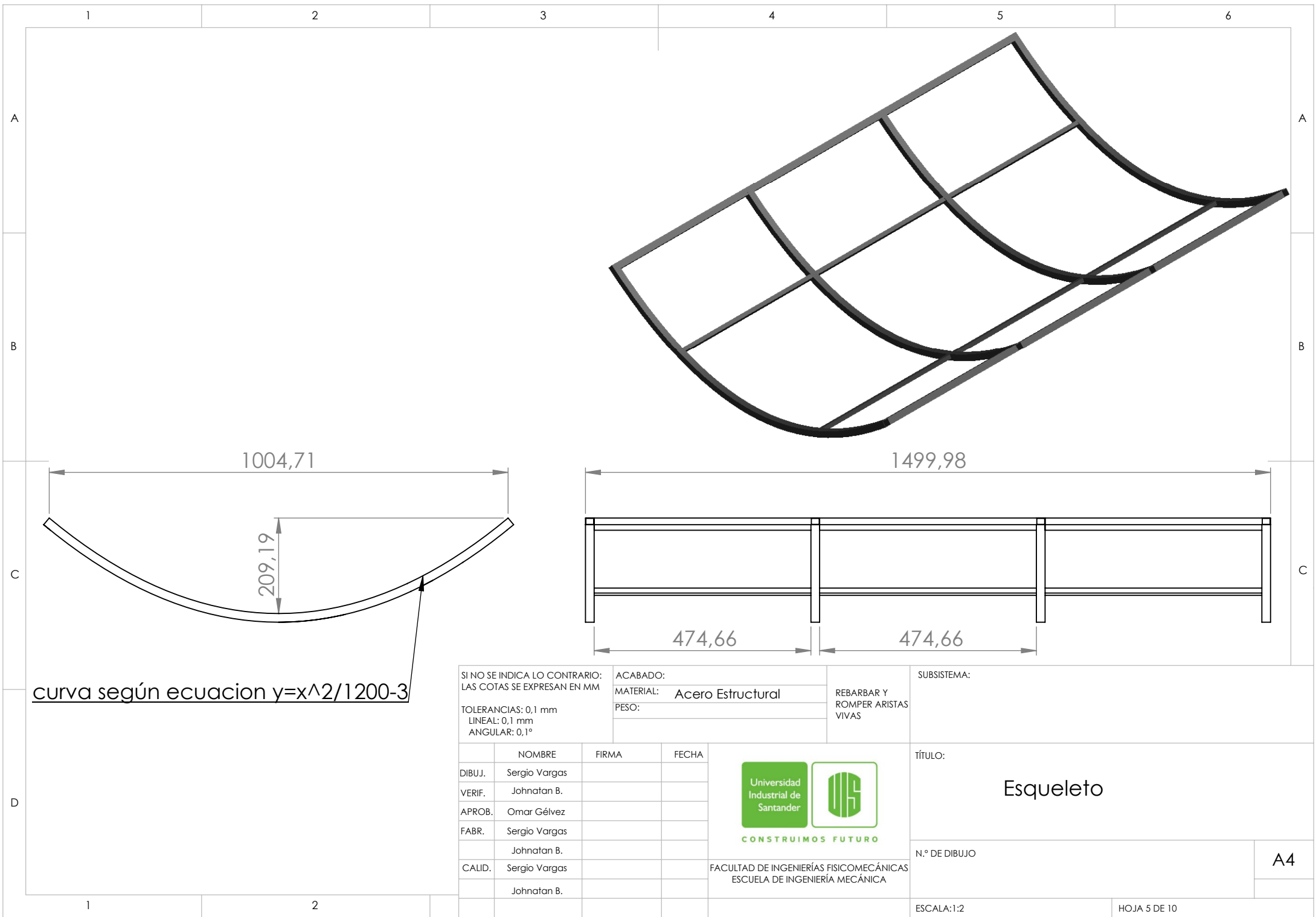
Cabezal

N.º DE DIBUJO

A4

ESCALA: 1:2

HOJA 4 DE 10



curva según ecuación $y=x^2/1200-3$

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO: LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM	ACABADO:	
TOLERANCIAS: 0,1 mm LINEAL: 0,1 mm ANGULAR: 0,1°	MATERIAL: Acero Estructural	REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS
	PESO:	

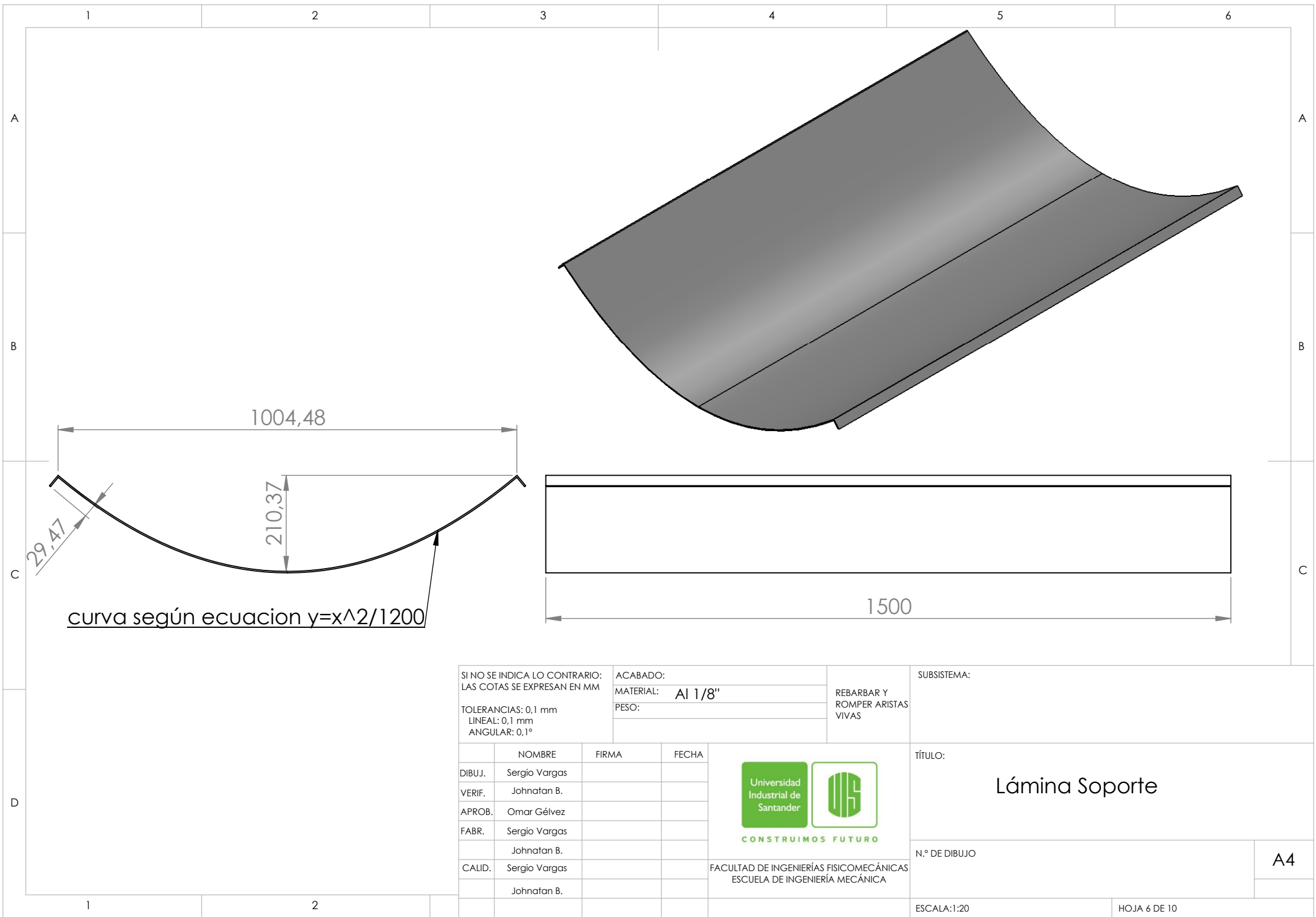
SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gévez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		



CONSTRUIMOS FUTURO
 FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
 ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:	Esqueleto
N.º DE DIBUJO	A4
ESCALA: 1:2	HOJA 5 DE 10



curva según ecuación $y=x^2/1200$

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO:
MATERIAL: Al 1/8"
PESO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gévez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		

CONSTRUIAMOS FUTURO

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:
Lámina Soporte

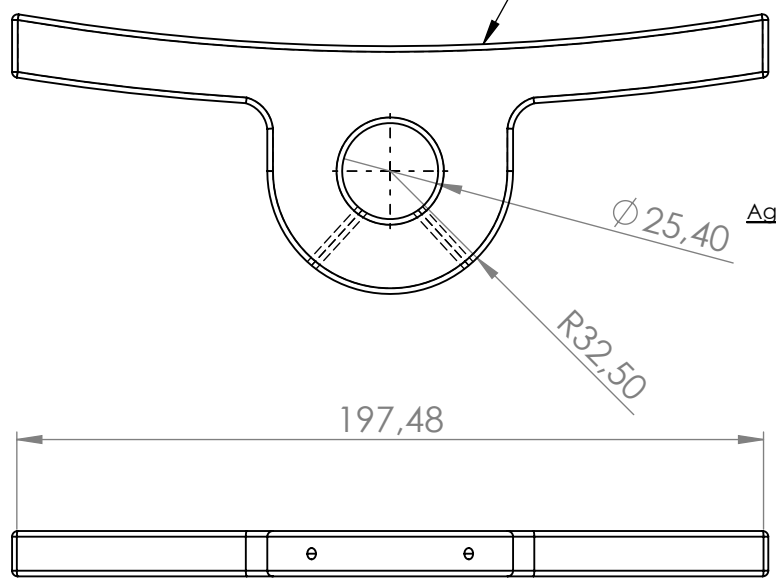
N.º DE DIBUJO

ESCALA: 1:20

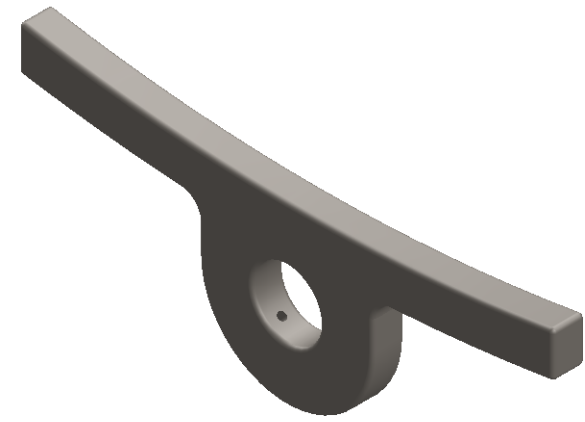
HOJA 6 DE 10

A4

curva según ecuación $y=x^2/1200-7.5$



Agujeros roscado 1/4" x2



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO:
MATERIAL: Acero Estructural
PESO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gévez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		

CONSTRUIAMOS FUTURO

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

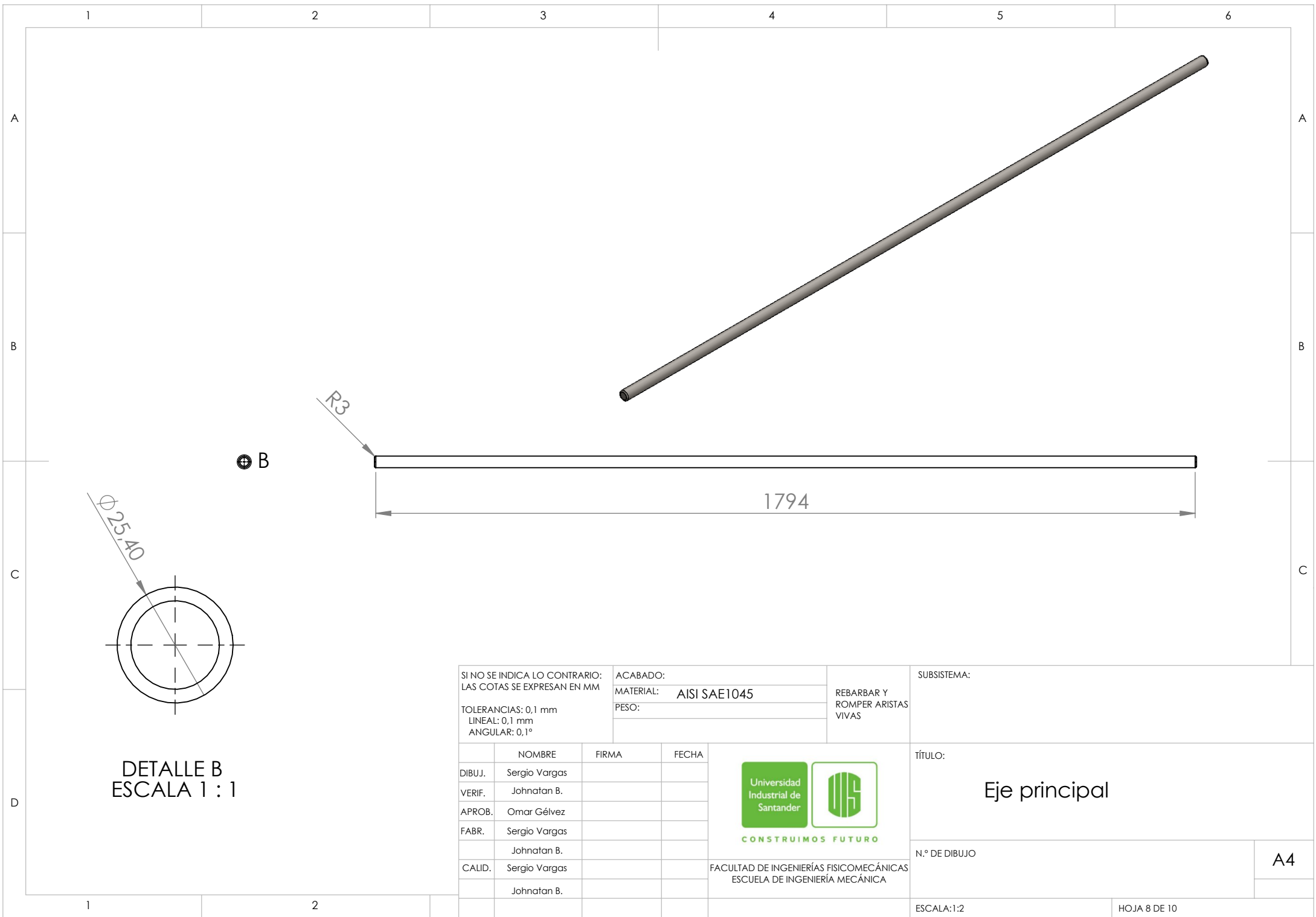
TÍTULO:
Acople esqueleto-eje

N.º DE DIBUJO

ESCALA: 1:2

HOJA 7 DE 10

A4



⊕ B

R3

1794

Ø 25.40

DETALLE B
ESCALA 1 : 1

SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO:
MATERIAL: AISI SAE1045
PESO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gévez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		



FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:

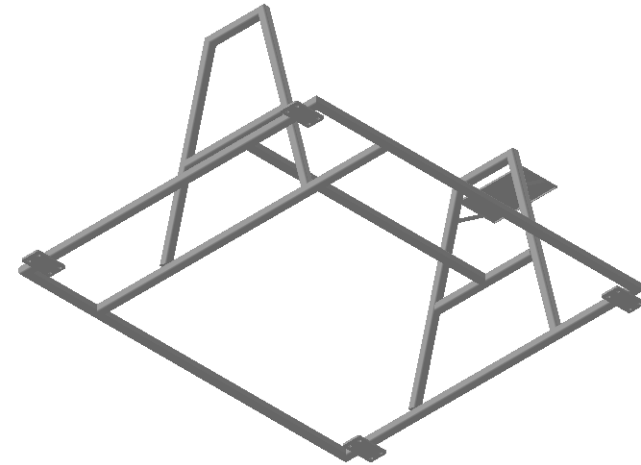
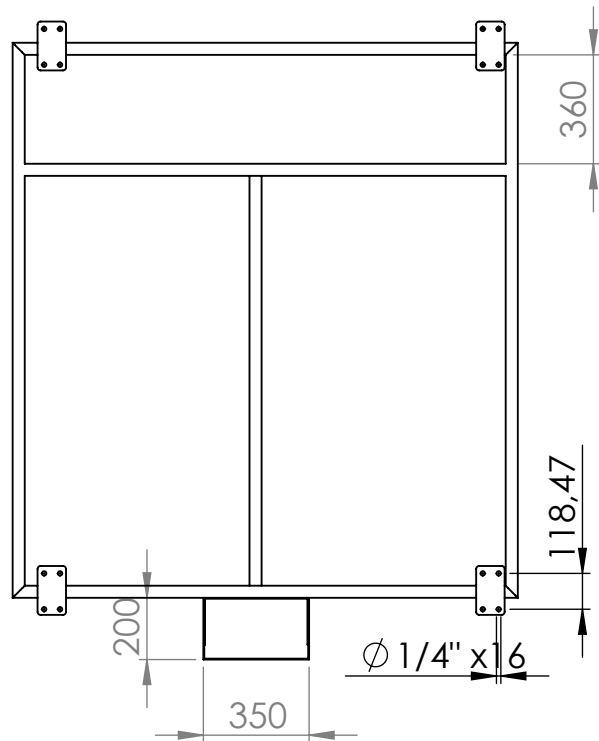
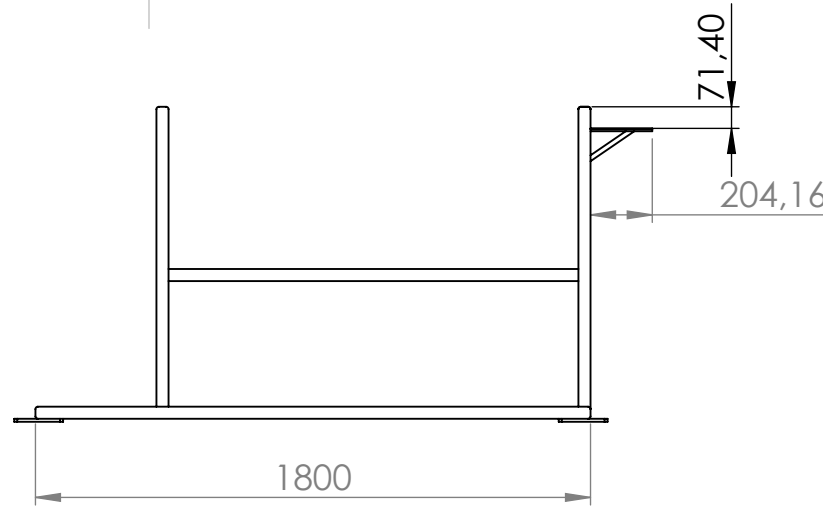
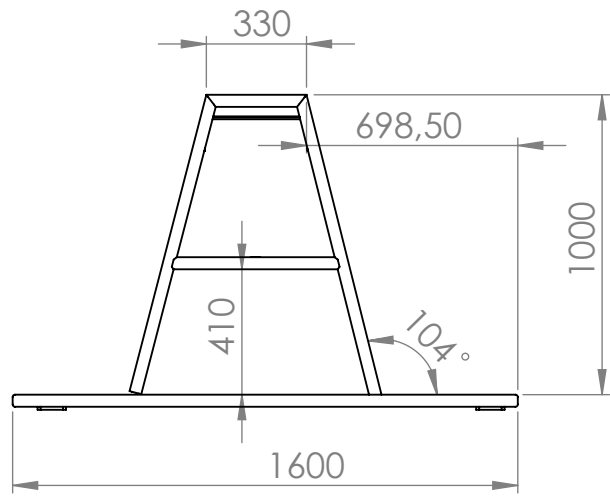
Eje principal

N.º DE DIBUJO

A4

ESCALA:1:2

HOJA 8 DE 10



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO:

MATERIAL: Acero Estructural

PESO:

REBARBAR Y
ROMPER ARISTAS
VIVAS

SUBSISTEMA:

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gélvez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		



CONSTRUIMOS FUTURO

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:

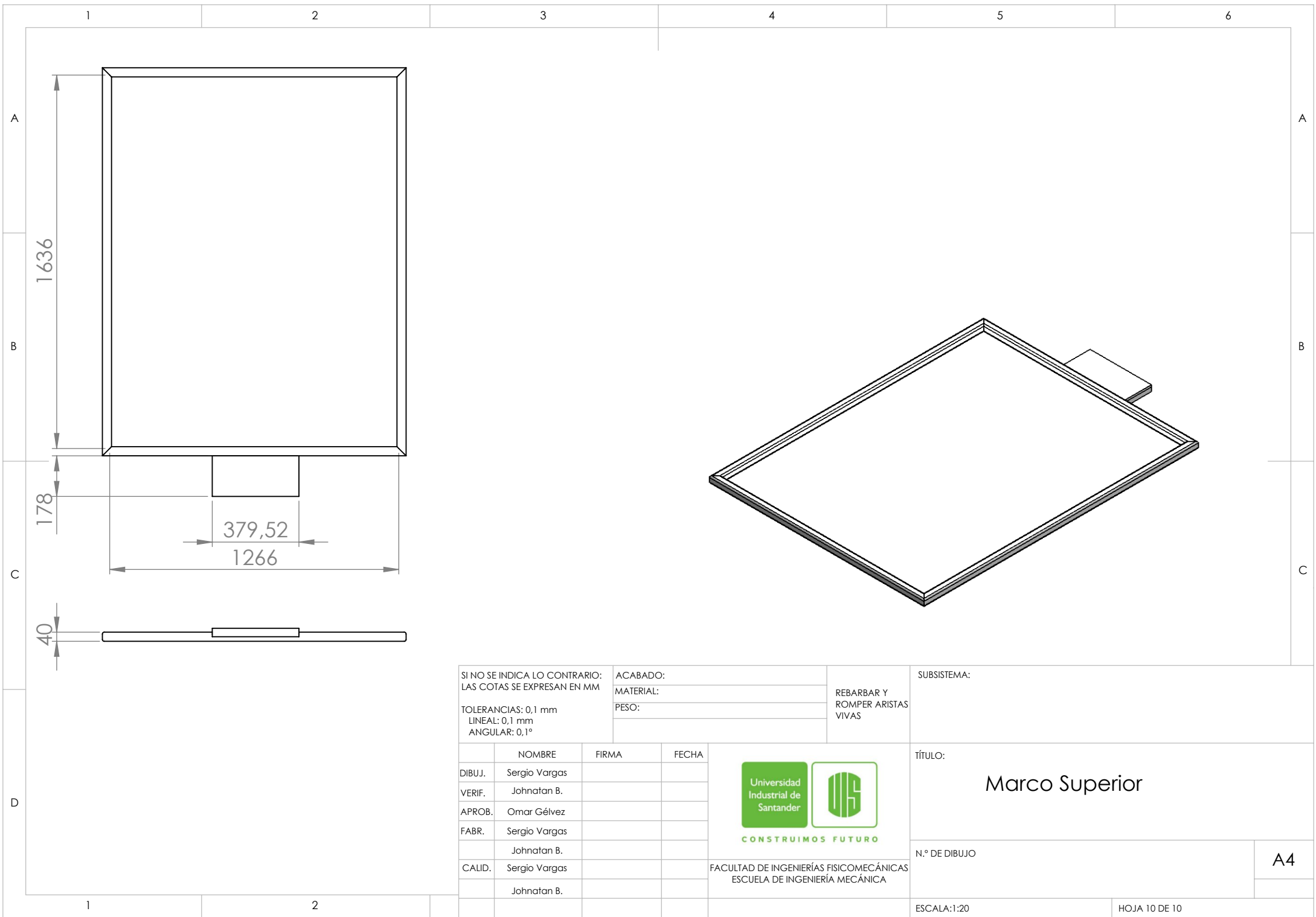
Marco inferior

N.º DE DIBUJO

A4

ESCALA: 1:2

HOJA 9 DE 10



SI NO SE INDICA LO CONTRARIO:
LAS COTAS SE EXPRESAN EN MM

TOLERANCIAS: 0,1 mm
LINEAL: 0,1 mm
ANGULAR: 0,1°

ACABADO: _____
MATERIAL: _____
PESO: _____

REBARBAR Y ROMPER ARISTAS VIVAS

SUBSISTEMA: _____

	NOMBRE	FIRMA	FECHA
DIBUJ.	Sergio Vargas		
VERIF.	Johnatan B.		
APROB.	Omar Gélvez		
FABR.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		
CALID.	Sergio Vargas		
	Johnatan B.		

CONSTRUIMOS FUTURO

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

TÍTULO:
Marco Superior

N.º DE DIBUJO: _____

ESCALA: 1:20

HOJA 10 DE 10

A4