



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO PARA LA PLANTA SOLAR DEL INSTITUTO DE INGENIERÍA DE LA UNAM

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO
(ÁREA : ELECTRÓNICA)
P R E S E N T A :
CUAUHTÉMOC SALAZAR PÉREZ



DIRECTOR DE TESIS: M. en I. LAURO SANTIAGO CRUZ

MÉXICO, D.F.

Septiembre 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN SISTEMA DE
MONITOREO PARA LA PLANTA SOLAR DEL
INSTITUTO DE INGENIERÍA DE LA UNAM**

CUAUHTÉMOC SALAZAR PÉREZ

Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México

A mis padres

María y Roberto

ÍNDICE

Dedicatoria	i
Prólogo	iii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	
ANTECEDENTES	5
1.1. FUENTES DE ENERGÍA	6
1.1.1. Fuentes convencionales	7
1.1.2. Fuentes no convencionales	8
1.1.3. Generación de energía y conservación del ambiente	8
1.2. ENERGÍA SOLAR	12
1.2.1. Componentes de la radiación solar	13
1.2.2. Niveles de radiación en el país	15
1.2.3. Tecnologías actuales	16
1.3. SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN	19
CAPÍTULO 2	
GENERALIDADES	23
2.1. INSTRUMENTACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR	23

ÍNDICE

2.1.1.	Estructura de una planta solar	24
2.1.2.	Requerimientos de medición y control	29
2.2.	PLANTA SOLAR DEL I de I DE LA UNAM	30
2.2.1.	Ubicación geográfica y niveles de radiación	30
2.2.2.	Tecnología utilizada	32
2.2.3.	Configuración y funcionamiento de la planta solar	34
2.2.4.	Requerimientos de instrumentación	44
CAPÍTULO 3		
DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA		49
3.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA	49
3.2.	HARDWARE	54
3.2.1.	Integración de una estación meteorológica	55
3.2.2.	Mecanismos de seguimiento del Sol	76
3.2.3.	Medición de presión	90
3.2.4.	Medición de temperatura	98
3.2.5.	Medición de flujo	106
3.2.6.	Detección de nivel de agua	114
3.2.7.	Control de válvulas	117
3.2.8.	Control de la bomba de suministro	121
3.2.9.	Tarjeta de adquisición de datos	125
3.3.	SOFTWARE	127
CAPÍTULO 4		
INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA		133
4.1.	REQUERIMIENTOS GENERALES	133

4.1.1.	Distribución de los instrumentos	140
4.1.2.	Instalación eléctrica	145
4.2.	REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS	147
4.2.1.	Sensores, transductores y actuadores	148
4.2.2.	Acondicionadores de señal	164
4.2.3.	Computadora personal y tarjeta de adquisición de datos	166

CAPÍTULO 5

PRUEBAS Y APLICACIONES 169

5.1.	PRUEBAS AL SISTEMA	170
5.1.1.	Dispositivos de medición	172
5.1.2.	Dispositivos de control	174
5.2.	ADQUISICIÓN DE DATOS	176
5.2.1.	Primera etapa de pruebas y adquisición de datos	176
5.2.2.	Segunda etapa de pruebas y adquisición de datos	179
5.3.	APLICACIONES	181
5.3.1.	Estudio de la deformación del absorbedor	181
5.3.2.	Estudio del patrón de flujo en el absorbedor	186
5.3.3.	Estudio para incrementar la calidad de vapor de los ciclos geotermoeléctricos	191

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y CONCLUSIONES 193

6.1.	EVALUACIÓN FINAL DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR	193
6.1.1.	Análisis de la respuesta del sistema	194
6.1.2.	Análisis de los datos adquiridos	197
6.1.3.	Recomendaciones para el mejoramiento del sistema de instrumentación	208

ÍNDICE

6.2.	USO DE LA ENERGÍA SOLAR EN MÉXICO	210
6.2.1.	Desarrollo actual	211
6.2.2.	Perspectivas de desarrollo	212
6.2.3.	Necesidades tecnológicas y de formación	213

BIBLIOGRAFÍA	215
---------------------	------------

APÉNDICES

Apéndice A.	Gráficas y tablas de radiación solar en México y en C.U.	217
Apéndice B.	Termodinámica y ciclos termodinámicos	221
Apéndice C.	Esquemáticos de los circuitos acondicionadores	229

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1. Sistema energético convencional	9
1.2. El cenit y el acimut del Sol	14
1.3. Concentrador de canal parabólico	18
1.4. Concentrador de torre de potencia	18
1.5. Concentrador de plato cilíndrico-parabólico	19
1.6. Sistema de instrumentación	20

CAPÍTULO 2

GENERALIDADES

2.1. Alternativas para la conversión de energía solar	25
2.2. Circuito de inyección directa de agua	26
2.3. Circuito de inyección directa modificado	27
2.4. Circuito de inyección directa modificado	28
2.5. Circuito dual	29
2.6. Ciudad Universitaria	31
2.7. Ubicación de la planta solar	31
2.8. Campo de colectores solares	34
2.9. Subsistema solar	36
2.10. Espejo cilíndrico-parabólico	36
2.11. Subsistema hidráulico/termodinámico	39
2.12. Subsistema mecánico	39

2.13. Subsistema de control	40
2.14. Sistema completo de la Planta Solar	41
2.15. Circuito aplicado en la Planta Solar de la UNAM	42

CAPÍTULO 3

DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

3.1. Flujo de señales alrededor de la TAD	53
3.2. Estación meteorológica	56
3.3. Transductor de viento	56
3.4. Piranómetro de banda rotatoria (PBR)	60
3.5. Lectura de radiación en una rotación de la banda	62
3.6. Sensor de temperatura de la estación meteorológica	66
3.7. Encapsulado de protección para sensor de temperatura	67
3.8. Curva de comportamiento del anemómetro	69
3.9. Gráfica del modelo matemático del anemómetro	70
3.10. Calibración de la veleta	72
3.11. Gráfica del modelo matemático de la veleta	72
3.12. Panel de conexiones del adquisidor de datos	73
3.13. Posición del módulo de detección	77
3.14. Estados posibles de los sensores	78
3.15. Amplificador diferencial	78
3.16. Comparadores de histéresis	79
3.17. Activación del relevador	80
3.18. Tarjeta del seguidor de Sol	81
3.19. Activación del relevador del motor	81
3.20. Activación del relevador 1	82
3.21. Activación del relevador 2	82
3.22. Motor de engranajes reductores	83
3.23. Fuente de voltaje	84

3.24. Circuito de Encendido/Apagado	85
3.25. Modo y sentido de rotación	85
3.26. a) Orientación Norte-Sur; b) Orientación Este-Oeste	86
3.27. Transductor de posición angular	87
3.28. Curva de calibración para la posición angular	88
3.29. Medición del ángulo de los colectores	89
3.30. Curvas de posición angular de los colectores	90
3.31. Transductor de presión y temperatura	92
3.32. Transmisor de presión	93
3.33. Transmisor con sello químico	94
3.34. Conversor de corriente a voltaje	95
3.35. Sensor de temperatura	102
3.36. Interior de la cabeza del sensor	103
3.37. Transmisor digital de temperatura	103
3.38. Medidor de flujo tipo rotámetro	108
3.39. Elemento primario del medidor	108
3.40. Transmisor de flujo tipo vortex	112
3.41. Transmisor de flujo tipo vortex, con despliegue	113
3.42. Despliegue y botones de programación	113
3.43. Electrodo para la detección de nivel	116
3.44. Circuito de detección de nivel	116
3.45. Válvula tipo solenoide	118
3.46. Circuito de control de la válvula solenoide	119
3.47. Válvula proporcional	120
3.48. Circuito seguidor de voltaje	121
3.49. Primera bomba de suministro	122
3.50. Conjunto motor-bomba de suministro	123
3.51. Inversor para el control del motor	124
3.52. Tarjeta de adquisición de datos	126
3.53. Panel de monitoreo y control	130

CAPÍTULO 4

INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

4.1. Dimensiones del campo de concentradores solares	135
4.2. Dimensiones del cuarto de monitoreo	136
4.3. Conjunto campo de concentradores solares - cuarto de monitoreo	137
4.4. DTI del circuito de generación directa de vapor	138
4.5. Ubicación de equipo en el campo de concentradores solares	141
4.6. Distribución de equipo en el cuarto de monitoreo	142
4.7. Distribución de equipo dentro del cuarto de monitoreo	144
4.8. Campo de concentradores solares y trincheras de conducción de cableado	146
4.9. Instalación de la estación meteorológica en la Planta Solar	149
4.10. Sensor de temperatura	150
4.11. Sensor de viento	150
4.12. Presión de entrada	151
4.13. Presión de salida	151
4.14. Conexión interna	152
4.15. Temperatura de entrada	153
4.16. Temperatura de salida	153
4.17. Conexiones del sensor	153
4.18. Conexiones del transmisor	153
4.19. Flujo de entrada	154
4.20. Transmisor	154
4.21. Flujo de salida	155
4.22. Bornera de conexión	156
4.23. Conexión eléctrica	156
4.24. Electrodo dentro del tanque de suministro	157
4.25. Electrodo dentro del condensador	157
4.26. Colocación de sensores de intensidad luminosa	158
4.27. Caja que resguarda a los fototransistores	158

4.28. Módulo de control	159
4.29. Ubicación del motor en el módulo de concentradores	160
4.30. Motor y tornillo sin fin	160
4.31. Placa de acoplamiento	160
4.32. Montaje en el módulo de concentradores	160
4.33. Construcción del filtro	162
4.34. Filtro	162
4.35. Instalación de la válvula tipo solenoide	162
4.36. Montaje de la válvula de apertura proporcional	163
4.37. Motor de vapor y generador	164
4.38. Bloque de generación y carga eléctrica	164
4.39. Conexiones al gabinete central	165
4.40. Ubicación final de la computadora personal y gabinete	167

CAPÍTULO 5

PRUEBAS Y APLICACIONES

5.1. Manguera de conexión	171
5.2. Fuga en un absorbedor	171
5.3. Instalación inicial de tarjetas de acondicionamiento	178
5.4. Pantalla inicial del programa	178
5.5. Tarjetas de acondicionamiento utilizadas	180
5.6. Tarjeta principal	180
5.7. Colocación radial de los termopares	183
5.8. Colocación longitudinal de los termopares	183
5.9. Dispositivo para la medición de desplazamiento vertical	184
5.10. Panel del programa de adquisición de datos	185
5.11. Coeficientes de temperatura para RTD's	187
5.12. Disposición radial de los RTD's	188
5.13. Disposición longitudinal de los RTD's	188

5.14. Conexión de lado alto	189
5.15. Conexión de lado bajo	189
5.16. Pantalla del programa de adquisición de datos	190
5.17. Planta geotérmica de Cerro Prieto	191
5.18. Sistema híbrido geotérmico-solar	192

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

6.1. Instrumentos analógicos de medición	195
6.2. Radiación solar el 22 de mayo de 2003	200
6.3. Radiación solar en un intervalo de prueba	200
6.4. Temperatura ambiente el 22 de mayo de 2003	201
6.5. Temperatura ambiente en un intervalo de prueba	201
6.6. Velocidad del viento el 22 de mayo de 2003	202
6.7. Velocidad del viento en un intervalo de prueba	202
6.8. Dirección del viento el 22 de mayo de 2003	203
6.9. Dirección del viento en un intervalo de prueba	203
6.10. Temperaturas de entrada/salida	204
6.11. Presiones de entrada/salida	205
6.12. Flujos de entrada/salida	205
6.13. Panel de monitoreo	209
6.14. Panel de control de colectores	210
6.15. Capacidad efectiva instalada de generación	212

Apéndice A. Gráficas y tablas de radiación solar en México y en C.U.

A.1. Promedio anual de radiación global diaria	218
A.2. Promedio mensual de radiación global diaria	220

Apéndice B. Termodinámica y ciclos termodinámicos

B.1. Diagrama de fase (P-T) del agua	225
B.2. Ciclo de Carnot	226
B.3. Elementos del ciclo Rankine simple	227

Apéndice C. Esquemáticos de los circuitos acondicionadores

C.1. Circuito de la tarjeta principal	230
C.2. Circuito de la fuente de alimentación principal	231
C.3. Circuito convertidor de corriente a voltaje	232
C.4. Circuito para la detección de nivel	233
C.5. Circuito seguidor del sol	234

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

1.1. Producción de energía primaria en México	6
1.2. Valores de radiación para una atmósfera clara	15

CAPÍTULO 3

DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

3.1. Instrumentos para la medición de radiación	58
3.3. Caracterización del anemómetro	71
3.4. Calibración de la veleta	71
3.5. Posibles estados de los comparadores	79
3.6. Datos de calibración de la posición angular	88
3.7. Datos del modelo matemático	89
3.8. Tabla de calibración del transmisor A	96
3.9. Tabla de calibración del transmisor B	96
3.10. Características de los sensores de temperatura	101
3.11. Calibración del sensor de temperatura A	104
3.12. Calibración del sensor de temperatura B	105
3.13. Calibración del transmisor de flujo de entrada	110
3.14. Calibración del transmisor de flujo de salida	114
3.15. Parámetros para la selección de la TAD	125
3.16. Características de la TAD seleccionada	127

CAPÍTULO 4

INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

4.1. Descripción de los elementos del sistema	139
4.2. Elementos que conforman el sistema	143
4.3. Distribución de cables en la tubería	166

CAPÍTULO 5

PRUEBAS Y APLICACIONES

5.1. Datos de la estación meteorológica	177
5.2. Datos de las variables de proceso	179

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

6.1. Datos de la estación meteorológica	198
6.2. Cálculo del ángulo cenital	199

Apéndice A. Gráficas y tablas de radiación solar en México y en C.U.

A.1. Radiación durante Octubre de 2003	219
A.2. Comparativo de radiación global	220

Apéndice B. Termodinámica y ciclos termodinámicos

Apéndice C. Esquemáticos de los circuitos acondicionadores

C.1. Esquemáticos de las tarjetas electrónicas	229
--	-----

PRÓLOGO

Actualmente, la Coordinación de Instrumentación colabora con la Coordinación de Ingeniería Mecánica, Térmica y de Fluidos para la instrumentación de un proceso de generación directa de vapor (GDV) en la Planta Solar del Instituto. El objetivo principal es contar con un sistema de monitoreo de las variables físicas involucradas en el proceso, con el cual sea posible generar una base de datos acerca del comportamiento de la Planta y alcanzar un mayor conocimiento de los sistemas GDV.

Para evaluar el funcionamiento de la Planta se requiere la medición de variables meteorológicas como radiación solar, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento, y de variables de proceso como flujo, presión y temperatura, principalmente. En este trabajo se da la descripción del desarrollo de la instrumentación para el sistema GDV.

El trabajo consta de seis capítulos y tres apéndices. En el capítulo 1 se presenta un panorama de las fuentes de energía de las que actualmente disponemos, haciendo énfasis en la energía solar, como el tipo de energía que se maneja en la Planta del Instituto. Igualmente se cubren los conceptos generales de los sistemas de instrumentación electrónica.

En el capítulo 2 se describen los sistemas de generación de energía que utilizan como fuente primaria la energía solar, así como las necesidades de medición de un sistema de este tipo. Se da la descripción de la Planta Solar del Instituto en particular y el planteamiento de las necesidades establecidas para la realización de experimentos y pruebas.

Los capítulos 3 y 4 conforman la parte medular de este trabajo, en el primero de ellos se presentan los dispositivos utilizados en la Planta, su selección, el desarrollo de la electrónica de acondicionamiento de señales y la realización del programa de monitoreo y adquisición de datos; en el segundo se reporta el proceso de instalación de los diferentes componentes del sistema.

El capítulo 5 cubre los resultados obtenidos en la etapa de inicialización, las correcciones y depuración realizadas paulatinamente hasta llegar a la versión final del sistema. En el capítulo 6 se exponen el análisis global del sistema y las conclusiones sobre las condiciones actuales para el desarrollo de las tecnologías de energía solar en México.

Finalmente, se incluyen tres apéndices, referencias y bibliografía para la consulta de aspectos técnicos adicionales.

Debe mencionarse que el propósito de este trabajo es que pueda ser de utilidad para desarrollos posteriores de instrumentación de procesos, conservando la idea de que ninguna solución es única, ni la mejor, sino que existe una gran gama de opciones que han de evaluarse de acuerdo a los recursos disponibles.

C. Salazar

INTRODUCCIÓN

El problema del desarrollo económico es, según las tendencias globales prevalecientes, el problema más agudo e importante del mundo. Sin embargo, al inicio de este siglo se observa una gran divergencia entre las acciones que se llevan a cabo para impulsar el crecimiento de los países y la conservación de los recursos naturales que permitan la preservación de las especies en el planeta.

La rápida industrialización en la mayoría de los países en desarrollo, especialmente en Asia y América Latina, cuyo fin es el crecimiento económico, así como el incremento de la población mundial, alrededor de 80 millones de habitantes cada año, conduce a una mayor demanda de energía de casi el 2% anual.

Actualmente, alrededor del 80% de la demanda energética mundial se satisface por medio de la utilización de combustibles fósiles, lo que provoca un incremento en las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Diversas investigaciones han establecido que las actividades humanas han alterado ya el clima: incremento en las precipitaciones, incremento en la temperatura de la superficie terrestre y los océanos, reducción de las masas glaciares en regiones montañosas y en la región ártica, alteraciones en los patrones de conducta de los seres vivos como consecuencia del cambio climático en sus hábitats.

INTRODUCCIÓN

Aunados a todas las alteraciones climáticas mencionadas, se encuentran innumerables problemas socioeconómicos que también el hombre ha ocasionado. La escasez de alimentos, fuentes de trabajo y servicios en comunidades rurales y provincias, y las expectativas de un mejor nivel de vida en las ciudades, han ocasionado un desmedido crecimiento de éstas, con las consecuencias que esto conlleva: un suministro insuficiente de agua y energía, una gran contaminación del aire y severas desigualdades sociales.

La energía ocupa uno de los lugares más importantes dentro de este contexto: debido a la falta de conocimiento y de capital, los países en vías de desarrollo importan aparatos, máquinas, vehículos usados, poco eficientes y altamente contaminantes. Se construye una gran cantidad de edificios destinados a funcionar como viviendas para millones de personas, sin aprovechar las condiciones naturales de iluminación o calor.

Por otra parte, la televisión y otros medios masivos de comunicación muestran estilos de vida de países cuyas condiciones no corresponden a la realidad de los países en desarrollo, creando estructuras de valores y expectativas erróneas.

Muchos economistas, científicos e ingenieros esperan que la demanda de energía se incremente aún en los países industrializados, junto con una mayor tendencia hacia la utilización de gas natural, energía nuclear y energías renovables para evitar los cambios climáticos. Actualmente, las energías renovables no reciben la atención adecuada por parte de las compañías que suministran energía ni por los cuerpos gubernamentales encargados de la política energética.

La falta de atención al potencial de las energías renovables se debe no sólo a los altos costos (que es en general el caso de nuevas tecnologías antes de alcanzar un mercado a gran escala), sino también a que aún son insuficientes para la generación de la energía necesaria, lo que es comprensible si se consideran las grandes pérdidas de energía involucrados en los procesos implementados en la actualidad.

En México, el Instituto de Ingeniería de la UNAM trabaja en el desarrollo de una planta experimental de conversión termodinámica, basada en un campo distribuido de captadores de

energía solar. Se piensa que este proyecto permitirá desarrollar la tecnología requerida para, eventualmente, cubrir con este tipo de sistemas autosuficientes las necesidades de servicios eléctricos o irrigación en poblaciones aisladas, en zonas de alta insolación de la República.

En este proyecto, para tener referentes en cuanto al comportamiento de la Planta Solar, se requiere un sistema de monitoreo automatizado de las variables físicas involucradas en el proceso. La automatización se utiliza para alcanzar una mayor eficiencia del proceso. Una vez que se define el funcionamiento deseado, el monitoreo de variables y el procesamiento de los datos adquiridos se utilizan para incrementar el rendimiento del sistema.

Muchas tecnologías nuevas se han aplicado en la adquisición y procesamiento de datos para el monitoreo y control de procesos. Un ejemplo importante es la aplicación de computadoras digitales y tarjetas de adquisición de datos, que junto con la llamada Instrumentación Virtual, son la base de este trabajo.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

El desarrollo sustentable de un país lleva implícito un crecimiento económico constante y de largo plazo, el cual garantice mejores niveles de vida a sus habitantes (empleo, salarios decorosos, educación, etc.) y un uso eficiente y racional de los recursos naturales con el menor impacto posible al ambiente.

Existe una relación estrecha entre la economía y el sector energético, debido a que éste tiene fuertes impactos en los ingresos fiscales y sobre las finanzas públicas. Actualmente, su contribución a la economía de los países se da en la generación de beneficios e inversiones que incorporan progreso técnico y productivo.

En este sentido, la educación técnica y profesional reviste vital importancia en cuanto a que prepara la infraestructura básica para el progreso y desarrollo tecnológico del país, y por ende contribuye al desarrollo de la sociedad. Los especialistas en la rama de la Ingeniería aportan grandes conocimientos en el aprovechamiento y explotación de los recursos naturales, así como en las diversas tareas del sector energético. Por ello, el desarrollo del país requiere de una política energética que contemple la investigación y la aplicación de tecnología de vanguardia en los campos de la producción, transformación, distribución y el uso final de la energía, lo cual permitirá adecuar

1. ANTECEDENTES

de manera eficiente y racional los recursos energéticos a la planta productiva nacional y a las necesidades crecientes de sus habitantes con estricto apego a las normas ambientales y ecológicas vigentes.

1.1. FUENTES DE ENERGÍA

Las fuentes de energía se aplican para el desarrollo de todas las actividades propias del ser humano, encaminadas al mejoramiento de las condiciones de vida y los sistemas de producción, que van desde la obtención de alimentos, el desarrollo de todas las actividades económicas, hasta el logro de las grandes hazañas espaciales de los últimos años.

Desafortunadamente, esta dependencia ha motivado un marcado dispendio y una ineficiente utilización de las fuentes de energía. Por otra parte, se están haciendo grandes esfuerzos por racionalizar su uso, promoviendo una mayor eficiencia, además de diversificar las fuentes primarias de energía.

De acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad, la participación de las diferentes fuentes de energía, en el total de la producción primaria del país durante el 2005, es la que se muestra en la tabla 1.1.

Fuente primaria	Porcentaje
Hidrocarburos	49.74
Productores independientes (termoeléctricas)	21.75
Hidráulica	11.81
Carbón	8.51
Nuclear	4.92
Geotermia	3.28
Condensados	1.41

Tabla 1.1. Producción de energía primaria en México.

Los combustibles fósiles son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases y el efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro. La generación a partir de otras fuentes resulta una opción cada vez más atractiva, aun cuando se estima que representará solamente una parte de los requerimientos totales de energía.

1.1.1. Fuentes convencionales

La demanda mundial de energía eléctrica crece continuamente y la mayor parte de esta energía es generada por plantas convencionales, que siguen siendo el único método costeable para la generación de grandes cantidades de energía.

Las plantas de potencia utilizan la energía almacenada en la tierra y la convierten en energía eléctrica, que es distribuida y utilizada por los usuarios. El proceso convierte la mayor parte de la energía en calor, lo que incrementa la entropía de la tierra. En este sentido, las plantas de energía reducen la fuente de energía terrestre. La operación eficiente se hace cada vez más importante para conservar la energía.

Las fuentes típicas de energía utilizadas por las plantas generadoras incluyen: combustibles fósiles, como el gas, el petróleo y el carbón; combustibles nucleares, como el uranio; energía geotérmica del agua caliente y vapor provenientes del subsuelo; y energía hidráulica de ríos y caídas de agua.

En el caso particular de los combustibles fósiles y nucleares, se tiene un problema de disponibilidad, ya que éstos se encuentran en una cantidad limitada, además de involucrar un gran impacto ambiental negativo.

La generación de electricidad por medio de fuentes geotérmicas se encuentra circunscrita a la disponibilidad de este tipo de yacimientos. Aun cuando su empleo es atractivo, presenta un impacto ecológico derivado de las salmueras obtenidas durante el proceso.

1. ANTECEDENTES

La hidroelectricidad, si bien es una de las fuentes convencionales de amplio uso a nivel mundial y con menores impactos al medio ambiente, requiere grandes inversiones que limitan su desarrollo.

1.1.2. Fuentes no convencionales

En la naturaleza se tienen otras fuentes de las que es posible, de una manera virtualmente inagotable, obtener energía. Entre dichas fuentes, llamadas no convencionales, se encuentran: la energía eólica, solar, maremotriz y de biomasa.

En particular, la energía eólica ha alcanzado precios competitivos a nivel internacional, no representa impactos ecológicos negativos, se cuenta con un potencial adecuado para su desarrollo en varias regiones y ha superado los principales problemas técnicos que limitaban su uso. Como los sistemas eólicos son modulares, ofrecen una gran flexibilidad de planeación, aun cuando persisten los problemas en la inseguridad de la generación, debido a la intermitencia de la fuente energética.

En las regiones alejadas de las redes de transmisión eléctrica y que tienen una buena cantidad de insolación a lo largo del año, resultan económicamente atractivos los sistemas fotovoltaicos o híbridos en combinación con los eólicos, para abastecer del fluido eléctrico a desarrollos turísticos y pequeñas comunidades, repetidoras de microondas, telefonía rural, bombeo de agua, etc.; no obstante, su empleo se ve restringido por el período de exposición a la luz solar y por mejoras en el diseño de las baterías utilizadas para el almacenamiento de la energía generada.

Existen fuentes que aún se encuentran en una etapa de transición entre la investigación y su utilización a escala industrial, tales como la energía maremotriz y de biomasa, las cuales se estima que pueden tener potencial a futuro, una vez que superen los problemas técnicos y se abatan sus costos de generación.

1.1.3. Generación de energía y conservación del ambiente

Es a partir de fines de la década de 1960 cuando los problemas ambientales derivados de la acción del hombre sobre el ecosistema empiezan a recibir una atención especial. La causa principal reside

en la toma de conciencia del severo impacto que la contaminación debida a las actividades humanas ejerce actualmente sobre el ambiente, deteriorando la calidad de vida en las sociedades contemporáneas.

Se ha discutido el problema ambiental con perspectiva global, abarcando no sólo los problemas de contaminación del ambiente, sino también la disponibilidad y utilización de los recursos naturales, los problemas de la energía, el crecimiento y la distribución de la población humana y la relación entre desarrollo económico y social y los ecosistemas.

El desarrollo y progreso de las sociedades humanas y la preservación del ambiente no son incompatibles. Si el uso inadecuado y egoísta de los descubrimientos científicos y de las innovaciones tecnológicas ha causado y puede causar en ocasiones graves daños a los ecosistemas, la ciencia y la tecnología modernas proporcionan también soluciones para remediar y evitar estos problemas. Se requiere para ello conocer las interacciones entre leyes naturales y aquéllas que rigen el desarrollo social y económico.

Efectos ambientales de la producción y utilización de la energía

El sistema energético convencional, que se representa esquemáticamente en la figura 1.1, puede causar impactos ambientales en las diferentes fases de actividad, determinadas por el flujo de energía, desde las fuentes de energía primarias hasta el uso final de la energía.

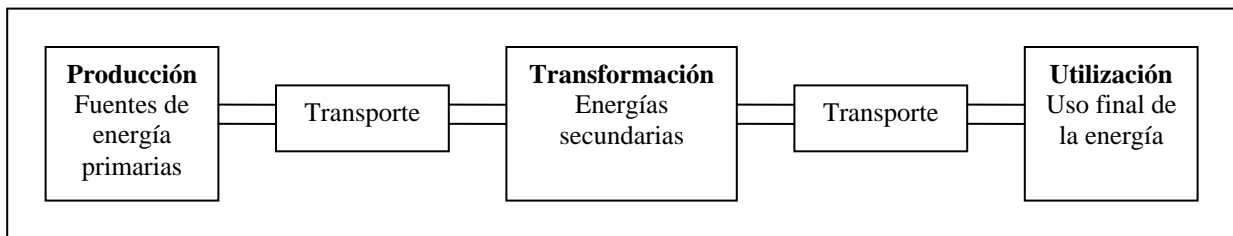


Figura 1.1. Sistema energético convencional.

Estos impactos ambientales pueden ser de tres tipos:

- Contaminación material del aire, el agua o el suelo.

1. ANTECEDENTES

- Contaminación energética: calor de desecho, ruido.
- Contaminación estructural causada por la alteración del ambiente: problemas de localización de instalaciones energéticas y de la infraestructura necesaria.

Entre los problemas de impacto ambiental causados por el sistema energético destacan por su importancia los siguientes:

- Impactos ambientales debidos a la utilización de combustibles fósiles.
- Impactos ambientales debidos a la utilización de energía nuclear.
- Las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno y la lluvia ácida.

Los combustibles fósiles como el petróleo y el carbón contienen distintas cantidades de azufre, elemento que es liberado al ser quemados aquellos, saliendo por las chimeneas principalmente en forma de anhídrido sulfuroso.

La combustión de combustibles fósiles produce también la emisión de distintas combinaciones de nitrógeno, principalmente óxidos de nitrógeno, que proceden, en parte, de sustancias nitrogenadas existentes en los combustibles y, además, de la oxidación del nitrógeno del aire durante la combustión. Las emisiones de óxidos de nitrógeno han aumentado en los últimos años a un ritmo más rápido que las de azufre, lo cual se debe a que, con objeto de realizar una combustión más eficiente, se ha pasado a una temperatura de combustión más elevada, aumentando así la oxidación del nitrógeno del aire.

Al igual que otras emisiones contaminantes liberadas en la atmósfera, tanto el azufre como el nitrógeno vuelven más pronto o más tarde al suelo. Ello puede tener lugar a través de la absorción sucesiva de los anhídridos de azufre y de los óxidos de nitrógeno por parte de las superficies de agua, de las tierras o de la vegetación. Este proceso se conoce con el nombre de deposición seca.

No obstante, gran parte de esos anhídridos y óxidos tienen tiempo de reaccionar durante su estancia en la atmósfera, siendo oxidados por el oxígeno del aire y convertidos en ácido sulfúrico y ácido nítrico, respectivamente. Dichos ácidos llegan después a la superficie terrestre a través de las

precipitaciones atmosféricas, razón por la que se llama a este proceso deposición húmeda o, más comúnmente, lluvia ácida.

El fenómeno que ha adquirido mayor relevancia en los últimos años es el calentamiento global, producido por el efecto invernadero.

Efecto invernadero

Si la Tierra no estuviera rodeada por una capa de aire, sería demasiado fría para ser habitada por seres humanos. La atmósfera terrestre actúa como dicha capa.

Cantidades moderadas de dióxido de carbono y otros gases en la atmósfera ayudan a retener el calor a través de un proceso vital conocido como efecto invernadero. La luz solar pasa a través de la atmósfera y golpea la Tierra, una parte de esa luz es reflejada y otra parte es absorbida. La luz absorbida calienta la superficie de la Tierra y la superficie calentada irradia entonces luz infrarroja hacia la atmósfera, donde pequeñas cantidades de dióxido de carbono evitan la fuga de la radiación.

Desde la prehistoria, el dióxido de carbono ha ayudado a regular la temperatura de la Tierra en esta forma. Debido a la quema de grandes cantidades de carbón, petróleo y gas natural, la cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera prácticamente se ha duplicado en los últimos cien años.

Los árboles remueven el dióxido de carbono del aire como parte de sus procesos naturales. A medida que los seres humanos han talado los bosques, la capacidad de los árboles para remover el dióxido de carbono del aire ha disminuido. Se cree que a medida que el hombre siga quemando grandes cantidades de combustibles fósiles y destruyendo los bosques, el efecto invernadero resultará en el calentamiento global.

Un incremento de tan solo un pocos grados podría causar el derretimiento de las capas de hielo, lo que derivaría en el incremento de los niveles de los océanos e inundaciones en ciudades costeras.

Evidentemente, la utilización de los recursos energéticos como la energía hidroeléctrica, la energía

1. ANTECEDENTES

solar directa y la energía del viento, evitan los problemas de contaminación atmosférica por los gases resultantes de la combustión y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles.

1.2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión. La intensidad de la energía solar disponible en un punto determinado de la Tierra depende, de forma complicada pero predecible, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

La recogida natural de energía solar se produce en la atmósfera, los océanos y las plantas de la Tierra. Las interacciones de la energía del Sol, los océanos y la atmósfera, por ejemplo, producen vientos, utilizados durante siglos para hacer girar los molinos. Los sistemas modernos de energía eólica utilizan hélices fuertes, ligeras, resistentes a la intemperie y con diseño aerodinámico que, cuando se unen a generadores, producen electricidad para usos locales y especializados o para alimentar la red eléctrica de una región o comunidad.

Casi el 30% de la energía solar que alcanza el borde exterior de la atmósfera se consume en el ciclo del agua, que produce la lluvia y la energía potencial de las corrientes de montaña y de los ríos. La energía que generan estas aguas en movimiento al pasar por las turbinas modernas se llama energía hidroeléctrica.

Gracias al proceso de fotosíntesis, la energía solar contribuye al crecimiento de la vida vegetal (biomasa) que, junto con la madera y los combustibles fósiles que desde el punto de vista geológico derivan de plantas antiguas, puede ser utilizada como combustible. Otros combustibles como el alcohol y el metano también pueden extraerse de la biomasa.

Asimismo, los océanos representan un tipo natural de recogida de energía solar. Como resultado de su absorción por los océanos y por las corrientes oceánicas, se producen gradientes de temperatura. En algunos lugares, estas variaciones verticales alcanzan 20 °C en distancias de algunos cientos de

metros. Cuando hay grandes masas a distintas temperaturas, los principios termodinámicos predicen que se puede crear un ciclo generador de energía que extrae energía de la masa con mayor temperatura y transferir una cantidad a la masa con temperatura menor. La diferencia entre estas energías se manifiesta como energía mecánica (para mover una turbina, por ejemplo), que puede conectarse a un generador, para producir electricidad. Estos sistemas, llamados sistemas de conversión de energía térmica oceánica (CETO), requieren enormes intercambiadores de energía y otros aparatos en el océano para producir potencias del orden de megawatts.

Debido a la naturaleza intermitente de la radiación solar como fuente energética, durante los periodos de baja demanda debe almacenarse el sobrante de energía solar para cubrir las necesidades cuando la disponibilidad sea insuficiente. Además de los sistemas sencillos de almacenamiento como el agua y la roca, se pueden usar, en particular en las aplicaciones de refrigeración, dispositivos más compactos que se basan en los cambios de fase característicos de las sales eutécticas (sales que se funden a bajas temperaturas). Los acumuladores pueden servir para almacenar el excedente de energía eléctrica producida por dispositivos eólicos o fotovoltaicos. Un concepto más global es la entrega del excedente de energía eléctrica a las redes existentes y el uso de éstas como fuentes suplementarias si la disponibilidad solar es insuficiente. Sin embargo, la economía y la fiabilidad de este proyecto plantean límites a esta alternativa.

1.2.1. Componentes de la radiación solar

En la medición de la radiación solar se hace referencia a tres componentes de ésta:

- a) directa,
- b) difusa,
- c) global.

a) Radiación Solar Directa (G_{Dir})

Es el flujo desde el Sol sobre una superficie perpendicular al haz luminoso. Es de aproximadamente 0.9 kW/m^2 con luz muy brillante.

1. ANTECEDENTES

b) Radiación Solar Difusa (G_{Dif})

Es la radiación solar que se dispersa al atravesar la atmósfera y/o que se refleja sobre cuerpos existentes en la superficie de la Tierra. Es de aproximadamente 0.1 kW/m^2 bajo un cielo despejado, y de 0.3 kW/m^2 a 0.6 kW/m^2 bajo cielos nublados.

c) Radiación Solar Global (G)

Es la suma de las radiaciones directa y difusa sobre una superficie horizontal. Está dada por:

$$G = G_{Dir} \cos \theta_z + G_{Dif} \quad (1.1)$$

Donde θ_z es el ángulo cenital del Sol. El ángulo cenital θ_z es el ángulo existente entre el cenit directamente sobre la localidad y la dirección del Sol, como se muestra en la figura 1.2.

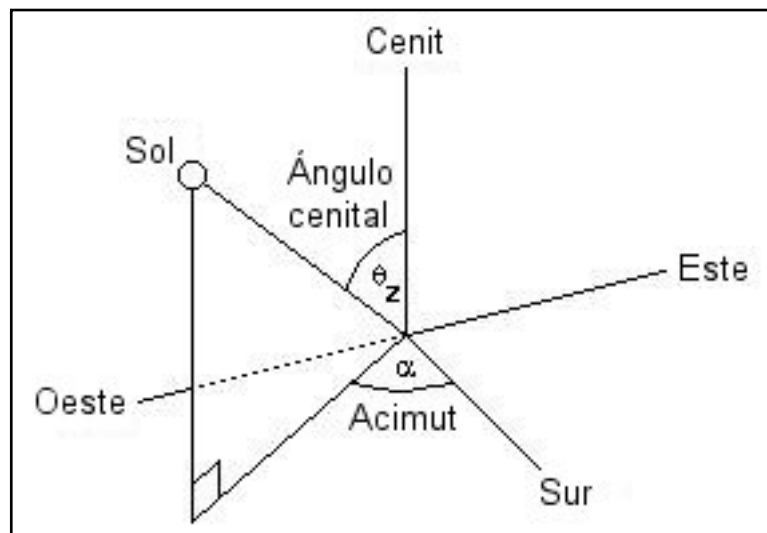


Figura 1.2. El cenit y el acimut del Sol.

El acimut α es el ángulo entre el punto sur sobre el horizonte y el pie de la perpendicular desde el Sol al horizonte, positivo hasta el oeste. El ángulo cenital y el acimut del Sol pueden ser calculados a partir de la hora del día, el día del año, la latitud y la longitud de la localidad.

La radiación solar en un día claro depende del ángulo cenital del Sol, del agua, polvo y humo contenidos en la atmósfera. Los valores de la radiación solar global G y la radiación solar directa perpendicular para una atmósfera clara se dan en la tabla 1.2.

Ángulo cenital [°]	G [kW/m ²]	G_{Dir} [kW/m ²]
0	1.105	0.986
30	0.939	0.953
60	0.492	0.791
90	0.0	0.0

Tabla 1.2. Valores de radiación para una atmósfera clara.

La radiación solar directa G_{Dir} es reducida o eliminada por las nubes. Una capa delgada de nubes incrementa la radiación solar difusa G_{Dif} , y una capa gruesa la reduce. La radiación solar global G usualmente es reducida por las nubes, pero si el Sol se encuentra en una parte clara del cielo y hay nubes brillantes cercanas, entonces G puede ser incluso mayor que bajo un cielo totalmente claro.

1.2.2. Niveles de radiación en el país

En 1975 el Instituto de Ingeniería de la UNAM generó la primera versión de los mapas de radiación global diaria promedio mensual para México, utilizando datos de insolación de 54 estaciones meteorológicas del Sistema Meteorológico Nacional (SMN). Posteriormente, mediante la ampliación de la base de datos proporcionada por el SMN, se publicó la actualización de dichos mapas de radiación.

El modelo aplicado en la evaluación de la radiación, por el Dr. Rafael Almanza, investigador del Instituto de Ingeniería, tiene desviaciones menores del 10 por ciento y fue desarrollado en la India, situación que hizo más confiable su aplicación en México, ya que tanto la latitud, como los climas en ambos países son semejantes. Actualmente este modelo es el más consultado en México para estimar las cantidades totales de radiación diarias sobre superficies horizontales.

Los datos de radiación que se presentan en el Apéndice A corresponden a la aplicación del modelo

1. ANTECEDENTES

en los registros que se han obtenido en las diferentes estaciones meteorológicas instaladas en las principales ciudades de la república. Para propósitos de análisis estos datos se consideran confiables. En el mapa correspondiente al promedio anual, se observa que las regiones de mayor radiación en la República son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para instalar sistemas que hagan uso de una incidencia alta de energía solar. Existen otras regiones como Durango, Zacatecas y Aguascalientes, donde el uso de la energía solar podría representar una fuente importante de energéticos para el futuro.

1.2.3. Tecnologías actuales

Los conceptos básicos para utilizar la energía solar han sido conocidos por siglos. El reto actual, y objetivo de diversos organismos e instituciones en todo el mundo, es crear la tecnología necesaria para establecer la energía solar como una alternativa práctica y económica. Actualmente se cuenta con tecnologías que permiten recolectar la energía solar de manera directa y a través de sistemas de concentración.

La recogida directa de energía solar requiere de dispositivos tales como los colectores de placa plana y celdas fotovoltaicas. La energía, una vez recogida, se emplea en distintos procesos: en los procesos térmicos, la energía solar se utiliza para calentar un gas o un líquido que luego se almacena o se distribuye; en los procesos fotovoltaicos, la energía solar se convierte en energía eléctrica sin ningún dispositivo mecánico intermedio.

En los procesos térmicos los colectores de placa plana interceptan la radiación solar en una placa de absorción por la que pasa el llamado fluido portador. Éste, en estado líquido o gaseoso, se calienta al atravesar los canales por transferencia de calor desde la placa de absorción. Los colectores de placa plana se han usado de forma eficaz para calentar agua y para calefacción. Los sistemas típicos para casa-habitación emplean colectores fijos, montados sobre el tejado.

Además de los colectores de placa plana, los sistemas típicos de agua caliente y calefacción están constituidos por bombas de circulación, sensores de temperatura, controladores automáticos para activar el bombeo y un dispositivo de almacenamiento. El fluido puede ser tanto el aire como un

líquido (agua o agua mezclada con anticongelante), mientras que un tanque aislado sirve como medio de almacenamiento de energía.

Para aplicaciones como el aire acondicionado y la generación de energía y calor para cubrir las grandes necesidades industriales, los colectores de placa plana no suministran, en términos generales, fluidos con temperaturas bastante elevadas como para ser eficaces. Se pueden usar en una primera fase, y después el fluido se trata con medios convencionales de calentamiento. Como alternativa, se pueden utilizar colectores de concentración más complejos y costosos. Estos son dispositivos que reflejan y concentran la energía solar incidente sobre una zona receptora pequeña. Como resultado de esta concentración, la intensidad de la energía solar se incrementa y las temperaturas del receptor pueden acercarse a varios cientos, o incluso miles, de grados Celsius. Los concentradores deben moverse para seguir al Sol si se quiere que actúen con eficacia.

Las tecnologías de concentración de energía que en la actualidad tienen un mayor desarrollo son: de canal parabólico, torres de potencia y sistemas de platos. Debido a que estas tecnologías involucran intermediarios térmicos, pueden ser aplicados en sistemas híbridos con combustibles fósiles y en algunos casos, con adaptaciones para hacer uso de almacenamiento térmico. La ventaja primaria de la hibridación y el almacenamiento térmico es la disponibilidad de la energía en períodos durante los cuales no se cuenta con la energía solar. La hibridación y el almacenamiento térmico pueden mejorar el valor económico de la electricidad, reduciendo su costo de producción.

Canal parabólico

Los sistemas de canal parabólico, como el mostrado en la figura 1.3, utilizan espejos en forma de parábola para enfocar la luz solar sobre tubos receptores térmicamente eficientes, que contienen un fluido de transferencia de calor. Dicho fluido es calentado y bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado, que se utiliza para alimentar turbinas o generadores para producir electricidad.

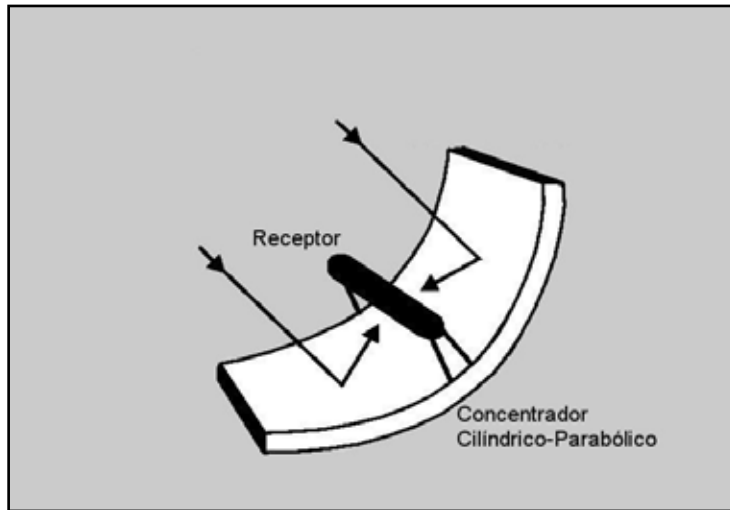


Figura 1.3. Concentrador de canal parabólico.

Torre de potencia

El sistema de torre de potencia hace uso de un arreglo circular en un campo de helióstatos (grandes espejos rastreadores conducidos individualmente) para enfocar la luz solar en un receptor central montado en lo alto de una torre, como ilustra la figura 1.4.

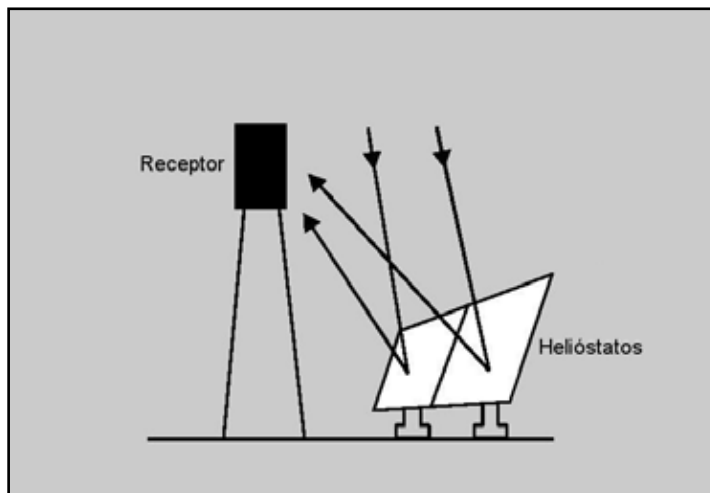


Figura 1.4. Concentrador de torre de potencia.

En el receptor, un flujo solar de alta concentración calienta un fluido que es capaz tanto de alimentar una turbina para la producción de electricidad como de proveer calor a procesos industriales. Este fluido puede ser transferido a un sistema de almacenamiento de calor para su uso posterior cuando la luz solar no está disponible.

Sistema de platos

Los sistemas de platos utilizan un arreglo de espejos esférico-parabólicos para enfocar la energía solar en receptores localizados en el punto focal del plato, como muestra la figura 1.5. El fluido en el receptor es calentado y utilizado para generar electricidad en un pequeño generador acoplado al receptor.

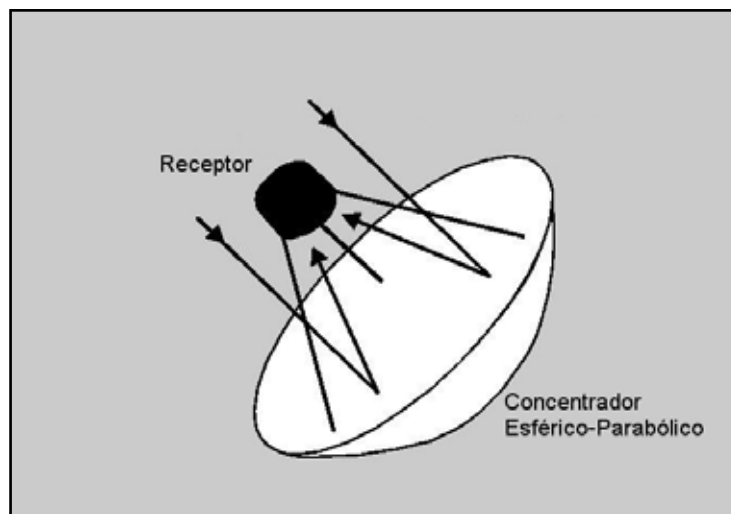


Figura 1.5. Concentrador de plato cilíndrico-parabólico.

1.3. SISTEMAS DE INSTRUMENTACIÓN

Los sistemas de instrumentación se clasifican, en términos generales, en sistemas de medición y sistemas de control. En el primer caso, la magnitud de la variable se mide y el valor se registra o se visualiza en el medio adecuado. Dentro de esta clasificación se encuentran los sistemas analizadores cuya función es visualizar la naturaleza y proporción de una variable. En los sistemas de control, la magnitud medida se utiliza para controlar la variable de manera que el valor medido se iguale con el valor deseado.

1. ANTECEDENTES

Los sistemas electrónicos de medición son conjuntos de instrumentos y componentes interconectados para llevar a cabo una función general de medición. Los componentes del sistema no sólo deben efectuar correctamente sus funciones individuales, sino que también deben trabajar eficazmente con los demás componentes que constituyen el sistema. Este requisito resalta la importancia de asegurar que exista la interconexión adecuada entre todos los componentes que constituyen el sistema. La interconexión se define como la unión de los componentes de tal modo que puedan funcionar en forma coordinada y compatible.

Con el advenimiento de la electrónica digital se ha hecho aun más importante el conocer los fundamentos de las interconexiones. Como los instrumentos tanto analógicos como digitales con frecuencia se emplean en los sistemas de medición, se debe comprender la interconexión en las tres situaciones siguientes:

- Interconexión de instrumentos analógicos con analógicos.
- Interconexión de instrumentos analógicos con digitales.
- Interconexión de instrumentos digitales con otros dispositivos digitales.

En la figura 1.6 se puede ver la conformación básica de un sistema de instrumentación.

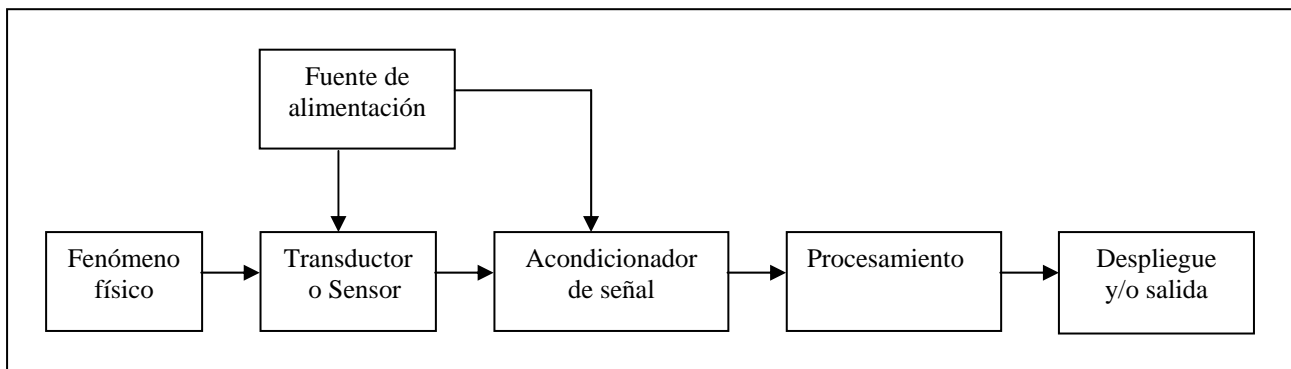


Figura 1.6. Sistema de instrumentación.

Fenómeno físico. Se refiere a variables de fuerza, presión, temperatura, velocidad, posición, etc. de algún sistema físico.

Sensor. Es un dispositivo que, a partir de la energía del medio donde se mide, proporciona una señal de salida transducible que es función de la variable medida.

Transductor. Es todo dispositivo que convierte manifestaciones de energía. En nuestro caso, con el fin de aprovechar las ventajas que presenta en su procesamiento, es deseable que sea una señal eléctrica la que aparezca a la salida del transductor.

Acondicionador. Adecua la señal eléctrica a los niveles eléctricos necesarios para su procesamiento.

Procesamiento. Modifica las características de la señal de acuerdo a los requerimientos.

Salida. Despliega la señal de manera fácil y práctica para su visualización o la proporciona para su uso.

Existe una muy amplia variedad de señales a ser medidas en los sistemas de instrumentación dependiendo de la naturaleza misma de la señal, es decir de su origen o causa que la genera y de la aplicación que se requiera instrumentar.

Los sistemas actuales de instrumentación y control deben captar y manejar en tiempo real grandes cantidades de mediciones, en forma aparentemente simultánea o, expresado más precisamente, en intervalos de tiempo generalmente muy cortos. Para adecuarse a todas estas exigencias, se han aprovechado las ventajas de los sistemas digitales, los amplificadores operacionales, de instrumentación y los microprocesadores.

El sistema de adquisición de datos, dentro de un sistema completo de instrumentación, es útil tanto para el procesamiento de las señales recibidas, como para el despliegue o salida de señales hacia controladores o actuadores. Como se observa en la figura 1.6, el sistema de adquisición de datos no se reduce a un solo bloque, éste se conforma de hardware y software, lo que le da una gran versatilidad para el manejo de señales.

Para el manejo, control y análisis de grandes volúmenes de información generada por los procesos

1. ANTECEDENTES

de medición se utiliza la computadora digital por su capacidad de procesamiento y almacenamiento. Para esto se hace necesaria la adaptación del mundo analógico de los fenómenos físicos, químicos, fisiológicos o naturales al mundo digital de las computadoras y microprocesadores.

La cantidad de señales asociadas o generadas por los sistemas analógicos exige su identificación y clasificación considerando, principalmente:

- La naturaleza u origen.
- El rango de variación en condiciones normales y anormales o especiales.
- El modo de variación en el tiempo: periódica, aleatoria, etc.
- El rango de variación en el tiempo: frecuencia, ancho de banda, etc.
- El nivel y clase de ruido que existe en el ambiente de proceso, de transmisión y de procesamiento de la señal.
- El medio de transmisión de la señal.
- Las distancias a las cuales se debe transmitir la señal.

El conocimiento pleno de éstas y otras características de las señales a instrumentar son fundamentales, no sólo para una adecuada y correcta selección de los componentes del sistema de instrumentación y medición, sino también para el montaje adecuado del mismo y el manejo e interpretación de la información.

Una vez hecha la revisión de los aspectos generales alrededor de la energía solar y los sistemas de instrumentación, se procede a presentar las características de los sistemas termosolares en general, y de la planta solar del Instituto de Ingeniería. Además, se plantean las necesidades de la misma.

CAPÍTULO 2

GENERALIDADES

Al hacer una revisión de los diversos estudios que sobre energéticos se han realizado en diversas partes del mundo, se concluye que la progresiva escasez de los energéticos convencionales, obliga a emplear la energía solar como fuente energética alterna. Actualmente, aun cuando se tienen sistemas solares operando comercialmente, gran parte de las instalaciones todavía están a nivel de prototipo.

Los desarrollos que tienden a mejorar los rendimientos de los sistemas de generación de energía cuentan con una importante base teórica. Todo el conocimiento que se genera en la actualidad es fundamental para incrementar el rendimiento de las máquinas.

Al transformar energía solar en trabajo, uno de los principales problemas es obtener vapor con buenas propiedades térmicas a partir de un líquido. Dicho proceso se puede mejorar en gran medida mediante el uso de sistemas automatizados de adquisición y procesamiento de datos.

2.1. INSTRUMENTACIÓN DE UNA PLANTA SOLAR

Para lograr la transformación de energía solar en energía mecánica debe transferirse el calor

2. GENERALIDADES

captado por un colector o concentrador solar a un fluido, el cual lo conduce hasta la máquina que proporciona un trabajo mecánico. En tales procesos es esencial conocer los valores de presión, temperatura y flujo que se tienen en las distintas etapas, por lo que se hace necesario contar con el equipo adecuado para tal efecto.

2.1.1. Estructura de una planta solar

La conversión de energía solar a eléctrica o mecánica puede lograrse utilizando diferentes métodos. Éstos se muestran en la figura 2.1, los cuales hacen uso de diferentes principios, como son: el termodinámico, el fotovoltaico, el termoiónico o el termoquímico.

La trayectoria resaltada en la figura, con excepción del bloque de almacenamiento de vapor, es la alternativa empleada en la planta solar del Instituto. Esto se debe a una tendencia generalizada hacia los sistemas de Generación Directa de Vapor (GDV).

Para lograr la transformación de energía solar en energía mecánica debe transferirse el calor captado por un colector o concentrador solar a un fluido, el cual lo conduce hasta la máquina que proporciona el trabajo mecánico. Los ciclos termodinámicos que se utilizan en los convertidores solares térmicos son esencialmente los mismos que se utilizan en las plantas generadoras convencionales que están actualmente en uso. El ciclo termodinámico más recomendable para la planta solar es el ciclo Rankine, al utilizarse el vapor de agua como fluido de trabajo. En el Apéndice B se hace una breve descripción del ciclo termodinámico mencionado.

Al transformar energía solar en trabajo, uno de los principales problemas es obtener vapor con buenas propiedades térmicas a partir del agua. Esto es un punto crítico, dado que en los colectores solares es bastante difícil obtener temperaturas y presiones elevadas, por lo que se debe tener un circuito de vapor tal que el aprovechamiento de la energía térmica del fluido sea máximo.

Para satisfacer los requerimientos de producción de vapor en sistemas termosolares, es factible usar cualquiera de los siguientes circuitos: a) de inyección directa de agua; b) de inyección directa modificado y c) dual (dos fluidos). Cada uno de éstos presenta ciertas ventajas y desventajas.

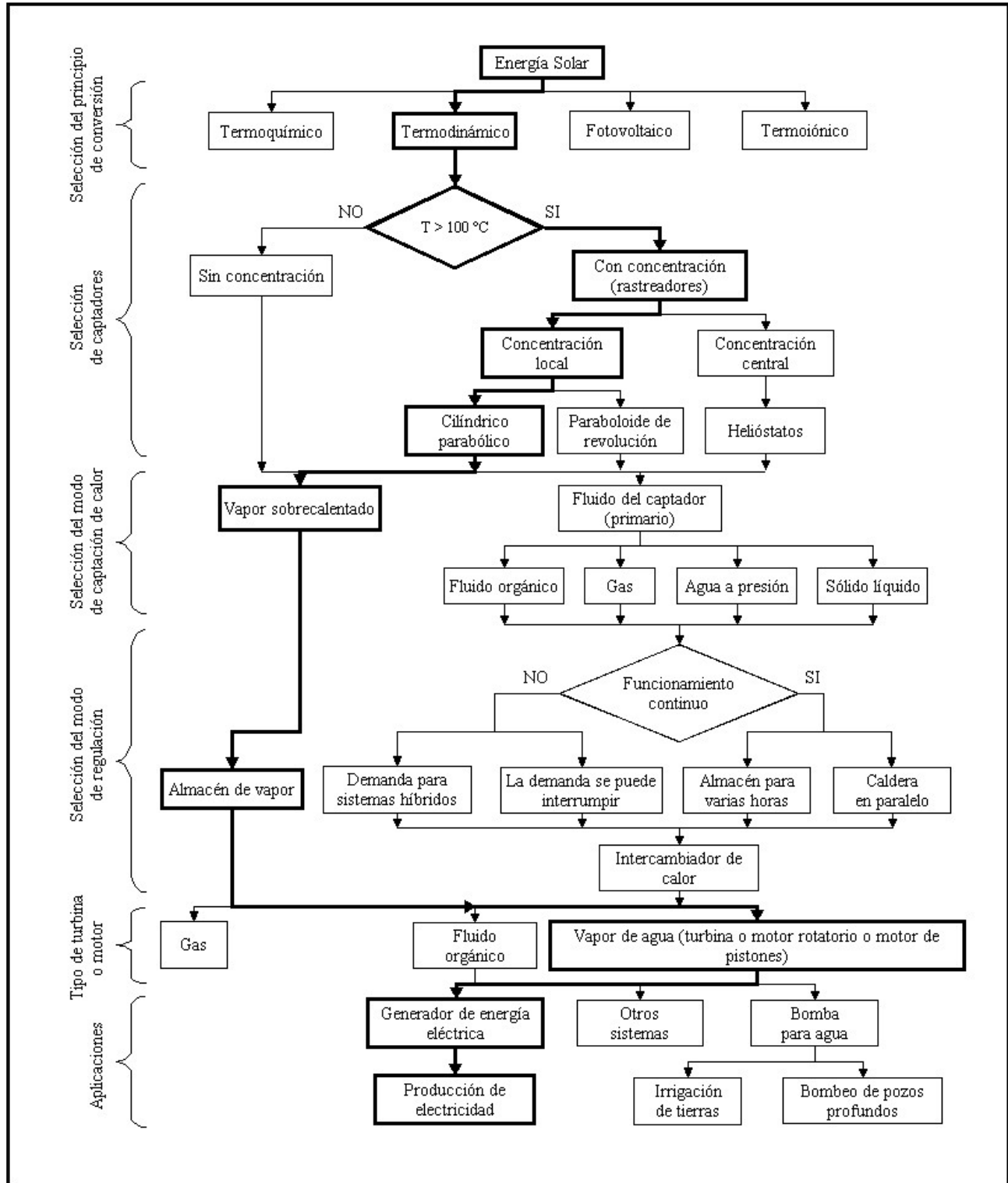


Figura 2.1. Alternativas para la conversión de energía solar.

2. GENERALIDADES

En el caso de un circuito de inyección directa, que se ilustra en la figura 2.2, el fluido entra en el circuito como líquido, pasa por el colector y sale como vapor, listo para ser usado directamente, teniéndose que el cambio de fase se produce dentro del colector, con lo que se evitan pérdidas cuando el cambio de fase ocurre fuera del mismo. Sin embargo, la ventaja aparente se contrarresta con dificultades, principalmente, el que se obtenga vapor húmedo y que el mismo cambio de fase obstruye la circulación continua del fluido. Para tales casos se implementa algunas modificaciones sobre la misma configuración o se hace uso de un sistema dual, en que se tiene un intercambio de calor entre un fluido de transferencia y uno de trabajo.

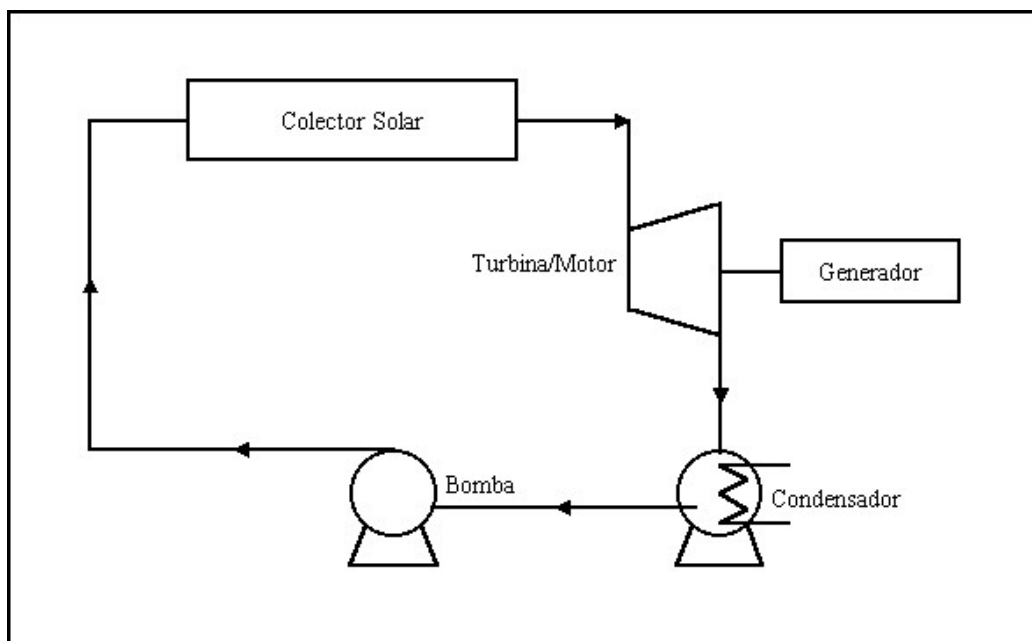


Figura 2.2. Circuito de inyección directa de agua.

En el circuito de la figura 2.3, al agua del condensador (circuito cerrado) o a la de alimentación (circuito abierto) se le eleva la presión mediante una bomba de alimentación y se le envía a una etapa de precalentamiento y evaporación, en la que se busca tener el fluido a la temperatura de ebullición, para luego llevar el vapor a unos segundos colectores solares para sobrecalentarlo; finalmente, antes de pasar el vapor por el expansor (turbina T, en la figura), conviene pasarlo por un separador centrífugo, para eliminar las posibles partículas de agua, con lo que se asegura que el vapor sea recalentado de alta calidad. El problema práctico más difícil que se presenta en este circuito es obtener la temperatura de ebullición del agua, dada la alta presión de trabajo del sistema.

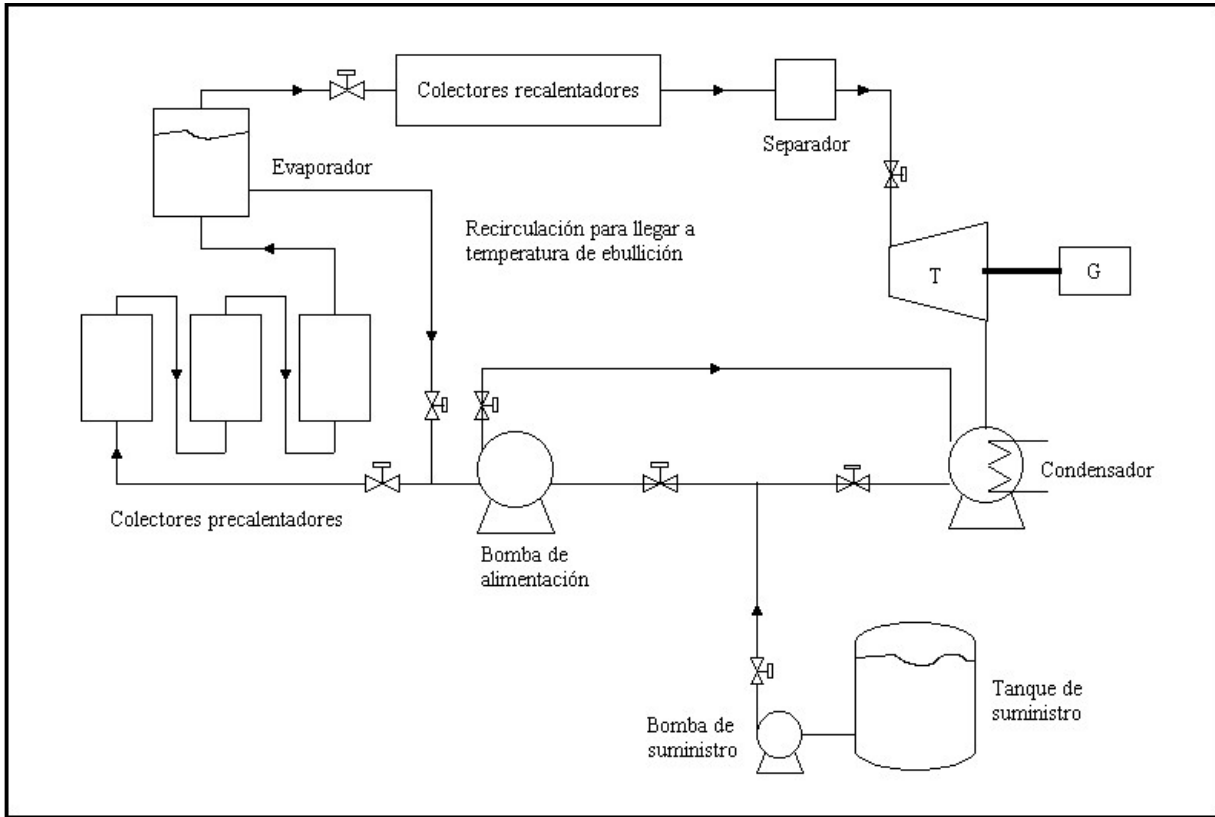


Figura 2.3. Circuito de inyección directa modificado.

Una segunda alternativa de circuito modificado se muestra en la figura 2.4, donde se aprecian esquemáticamente el colector solar, el tanque de almacenamiento, la caldera de baja presión, el intercambiador de recalentamiento de vapor, la turbina y el condensador.

En este circuito, el agua caliente a alta temperatura que sale del colector llega al tanque de almacenamiento, dirigiéndose posteriormente a una caldera, donde, debido a una caída de presión, el agua se evapora y alcanza la temperatura de equilibrio de baja presión. Antes de llegar a la turbina, el vapor es sobrecalentado mediante parte del agua caliente del tanque de almacenamiento.

En este circuito, como en el anterior, el mayor problema es obtener altas temperaturas en el colector solar, semejantes a las de una caldera, lo que hace que el trabajo obtenido sea pequeño.

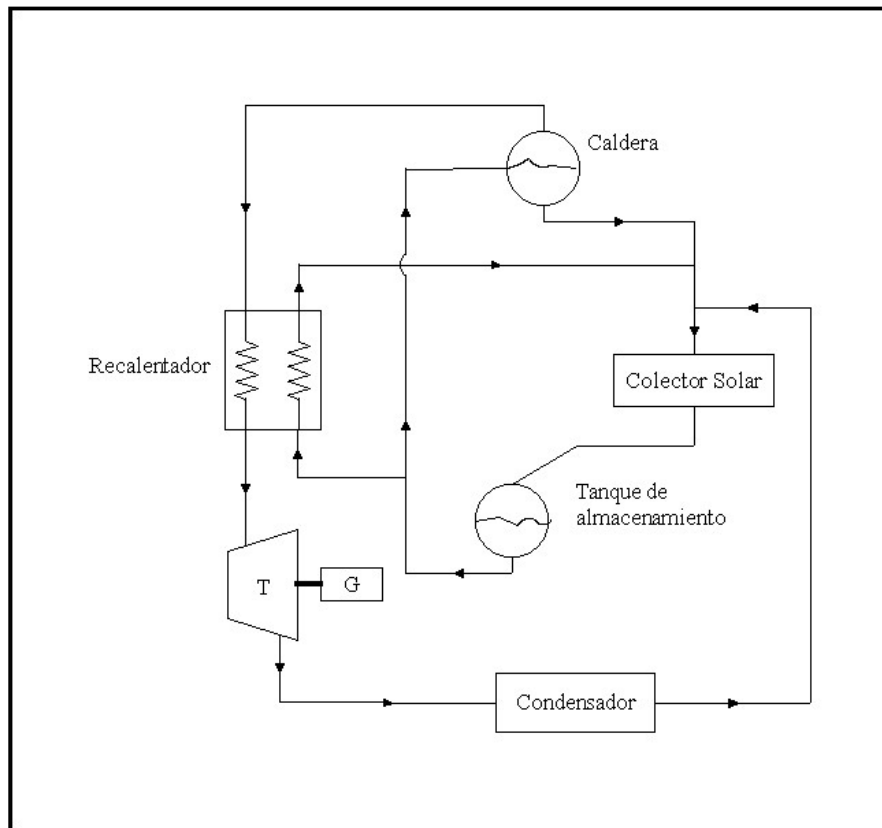


Figura 2.4. Circuito de inyección directa modificado.

Otro circuito para aprovechar la energía solar es el dual. En éste se usan dos fluidos, uno para transferir calor y otro para producir trabajo. Una pequeña diferencia de temperatura en el fluido de transferencia debe producir una gran diferencia de presión en el fluido de trabajo.

Los componentes de un circuito dual se muestran en la figura 2.5, en la que se aprecia que el intercambio de calor entre el fluido de transferencia y el de trabajo se produce en los circuitos ligados con un intercambiador de calor.

El funcionamiento de este circuito es aproximadamente el siguiente: la energía que el fluido de transferencia recibe del Sol en el colector solar se transfiere al fluido de trabajo en forma de calor en el intercambiador correspondiente; posteriormente, el fluido pasa por el expansor, generando trabajo, para salir al condensador, donde el fluido de trabajo pierde calor; los fluidos se hacen circular mediante bombas.

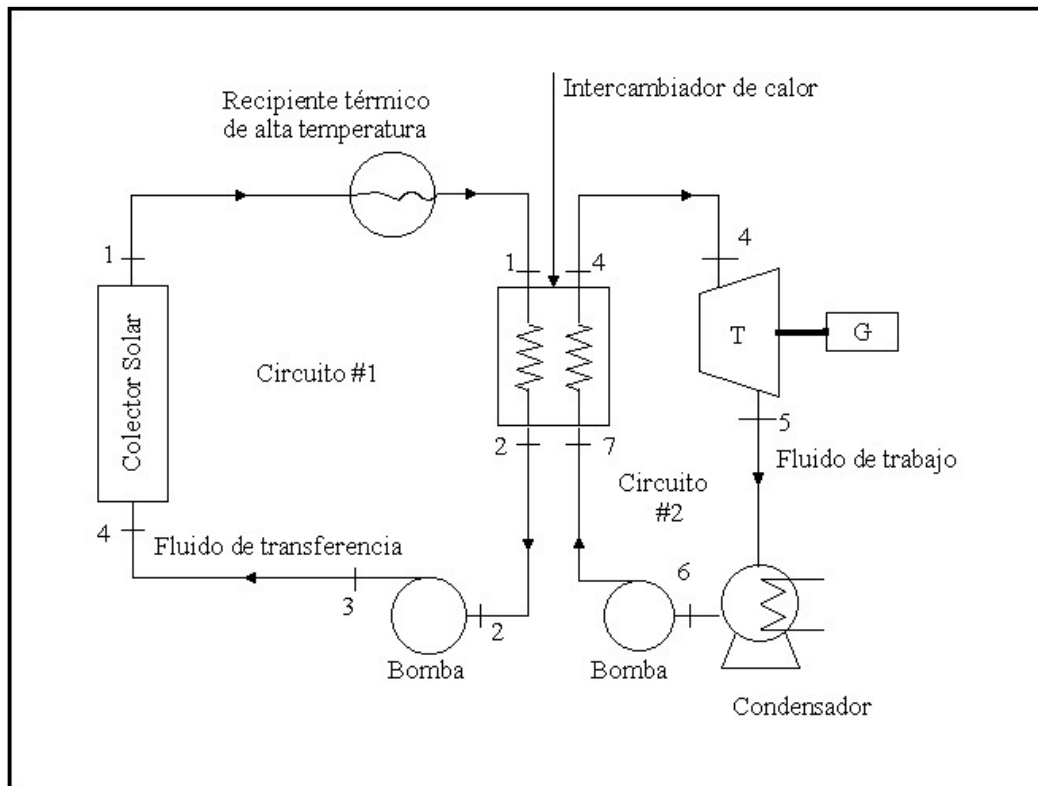


Figura 2.5. Circuito dual.

Es importante que en un circuito dual, los fluidos empleados sean seleccionados para aprovechar al máximo la transformación de energía solar en trabajo mecánico.

2.1.2. Requerimientos de medición y control

Cualquiera que sea la configuración de la planta solar en particular, los requerimientos de instrumentación son, esencialmente, la medición de presiones, flujos y temperaturas. Así mismo, se hace indispensable un registro de variables meteorológicas, tales como: la radiación solar, en su componente directa, la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

Existen variables adicionales a medir, como el nivel de líquidos en contenedores, o parámetros a ser controlados, como la apertura y cierre de válvulas o la velocidad de motores. Además, no basta con visualizar las magnitudes medidas o controladas, sino que se debe crear una base de datos con el

2. GENERALIDADES

registro de la fecha y hora de realización de las pruebas, junto con las mediciones anteriormente mencionadas, para su posterior utilización en la caracterización y modelado del sistema.

2.2. PLANTA SOLAR DEL I de I DE LA UNAM

Una cantidad considerable de la energía eléctrica que se genera comercialmente se produce en plantas de potencia de vapor. Estas plantas operan en esencia según el mismo ciclo básico, independientemente de la naturaleza de la fuente de energía (combustibles fósiles, reactores nucleares, energía solar, etc.).

En el Instituto de Ingeniería de la UNAM (I de I-UNAM) se desarrollan actualmente investigaciones para aprovechar la energía solar, mediante colectores especiales que recogen la radiación solar y la transforman en energía mecánica y/o eléctrica. El interés básico de este trabajo es la generación directa de vapor.

2.2.1. Ubicación geográfica y niveles de radiación

La planta solar del II se localiza en la zona del Jardín Botánico Exterior, en Ciudad Universitaria. Ocupa aproximadamente 2 000 m² de terreno, anexo a la Mesa Vibradora, también del Instituto. Se ubica en una latitud de 19.04° Norte y una longitud de 99.02° Oeste. En la figura 2.6 se muestra un mapa de la Ciudad Universitaria y, en el recuadro, la ubicación de la planta solar. La figura 2.7 muestra el recuadro amplificado.

En la zona donde se encuentra la Planta Solar, en días soleados se presentan niveles de radiación del orden de los 900 W/m², aunque las propias condiciones climatológicas de la Ciudad de México hacen imposible el trabajo en la planta durante todo el año. Las condiciones favorables para tal efecto se concentran sólo durante algunos meses, especialmente en los meses de febrero a mayo. En la Tabla A.1 del Apéndice A, se pueden consultar algunos de los datos recolectados durante los períodos de prueba, específicamente, durante el mes de Octubre de 2003.



Figura 2.6. Ciudad Universitaria.



Figura 2.7. Ubicación de la planta solar.

2.2.2. Tecnología utilizada

Al considerar la operación de la planta, el punto medular es la tecnología utilizada para la concentración de la energía solar. Se han expuesto anteriormente las opciones más viables en la actualidad. La tecnología utilizada en la planta solar del Instituto de Ingeniería es la de canal parabólico, que es la tecnología termosolar más desarrollada. Existen ya plantas que operan comercialmente desde la década de los 80's. Grandes campos de colectores parabólicos suministran la energía térmica para producir vapor en un ciclo termodinámico Rankine, llamado también ciclo de vapor, ya que en el proceso aparecen dos fases, la de vapor y la de líquido.

Con el propósito de definir un desempeño típico de los colectores solares sobre un período de tiempo, debe contarse con información sobre los niveles de radiación recibidos. Parte de la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre viene directamente del Sol, pero a veces, una cantidad llega como radiación difusa, incluso cuando el sol no está oculto tras las nubes. En tiempo nuboso la radiación total se reduce mucho y la mayor parte de la luz que atraviesa las nubes es luz difusa. La energía solar recibida por un colector focal no capta la energía de la radiación difusa, sino únicamente la energía de la radiación directa. La intensidad de la radiación depende de la hora del día, el día del año, la latitud del punto de observación y la limpidez de la atmósfera.

Desempeño de colectores de canal parabólico

El principio básico usado en la tecnología de colectores de canal parabólico es concentrar la energía solar incidente sobre una superficie extensa (reflector), en una superficie receptora reducida. Reduciendo el área del receptor, las pérdidas térmicas se minimizan, permitiendo una operación a altas temperaturas con una alta eficiencia. Estudios realizados anteriormente en el mismo Instituto, han revelado que las relaciones de concentración (esto es, área de apertura/área del receptor) aceptables, se ubican en el intervalo de 20 a 50.

El reflector está hecho de un material que presenta una alta reflectancia y se ajusta a la forma parabólica del canal. El receptor es un tubo de acero recubierto con una capa selectiva negra, con

una alta absorción de luz visible y una baja emisión de radiación infrarroja. El fluido de trabajo dentro del tubo recibe a su vez la energía térmica producida. El tubo de acero debe tener una cubierta de vidrio concéntrica para suprimir pérdidas térmicas por convección en el receptor, aunque en la planta del Instituto sólo se cuenta con dicha cubierta en uno de los módulos.

La transferencia de calor desde la superficie de la tubería, cuya temperatura es mayor que la del fluido de trabajo, ocurre de un modo complejo. Es posible imaginarla como si ocurriera en el siguiente orden. Primero, las partículas del fluido adyacente a las paredes se calientan por conducción desde la pared del tubo, lo que incrementa sus temperaturas. Estas partículas calientes chocarán con partículas frías, proporcionándoles parte de su energía. Esta acción ocurrirá debido tanto al movimiento de las partículas (convección forzada) como al movimiento del fluido más caliente en relación con el fluido más frío (convección natural). Para distinguir los tipos de mecanismos de transferencia de calor convectivos, es necesario analizar en forma breve el mecanismo del flujo.

Se aplica el término de flujo laminar a un régimen en el que el flujo es suave y el fluido se mueve en estratos o trayectorias paralelas entre sí. Cuando un fluido se mueve en un flujo laminar sobre una superficie más caliente, se transfiere calor principalmente por medio de la conducción molecular dentro del fluido y desde un estrato hasta otro. Este tipo de transferencia de calor por convección conduce a ritmos de transferencia de calor bajos. En contraste con el flujo laminar, existe el régimen de flujo conocido como flujo turbulento. Como su nombre lo indica, este tipo de flujo se caracteriza por corrientes que provocan la mezcla de los estratos de fluido hasta que estos estratos se hacen indistinguibles. La mezcla del fluido debido a esta turbulencia hace que se incremente la transferencia de calor, y por tanto mientras mayor sea la turbulencia, mayor será el ritmo de transferencia de calor.

La enorme cantidad de energía térmica que recibe la Tierra se transfiere por radiación electromagnética. Sin embargo, cuando entra en juego un medio material, la transferencia de calor que se puede atribuir a la radiación generalmente es pequeña, en comparación con la cantidad que se transfiere por conducción y convección. Para una mayor descripción del fenómeno de transferencia de calor consulte el Apéndice B.

2.2.3. Configuración y funcionamiento de la planta solar

La planta está conformada por un campo de colectores solares, que consiste de 8 módulos concentradores de energía. Cada módulo se compone de 12 espejos cilíndrico-parabólicos móviles. En el eje focal de los espejos se encuentran tubos, llamados absorbedores, que reciben la energía concentrada por los espejos y por cuyo interior circula un fluido (agua), al cual transmiten en forma de energía calorífica la energía radiante absorbida. En la figura 2.8 se muestra un diagrama del campo de colectores solares.

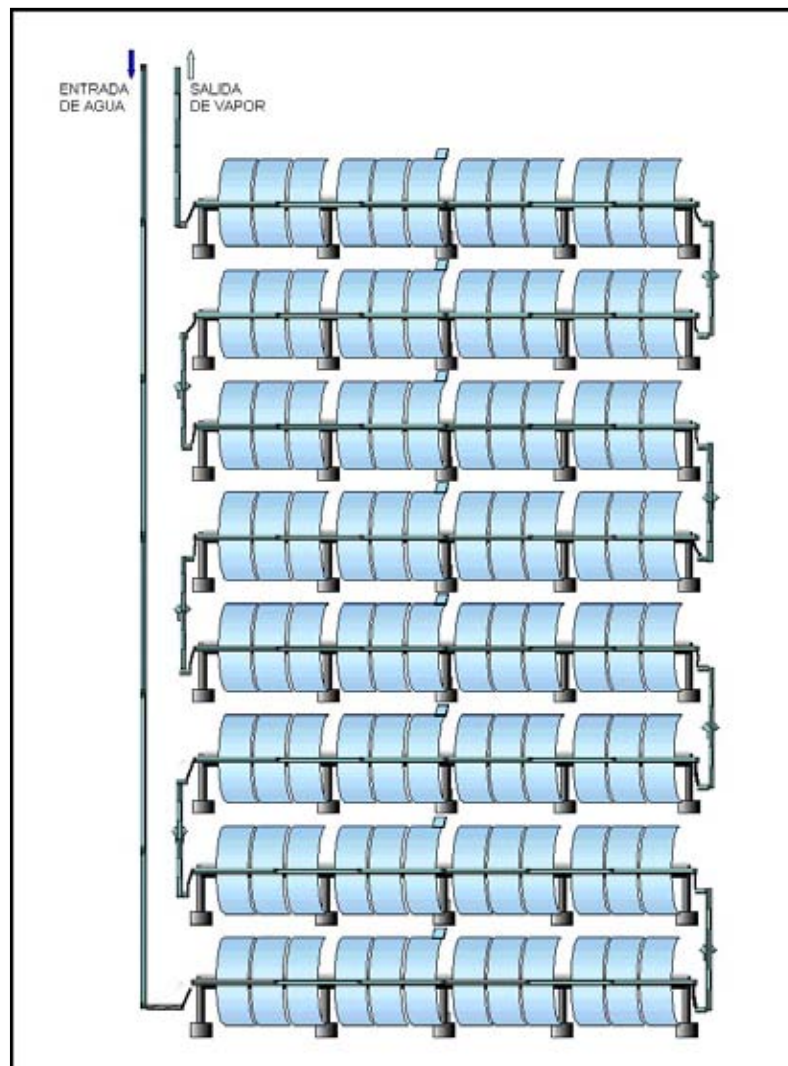


Figura 2.8. Campo de colectores solares.

Mediante un mecanismo de rotación, compuesto por un tornillo y un motor, se mantiene a los colectores en una posición angular tal que permita una concentración continua de la radiación directa normal en el tubo receptor. Típicamente, una manguera metálica flexible se usa para conectar la tubería rotatoria con la red fija de distribución del fluido. Los colectores se encuentran colocados de forma horizontal para simplificar la estructura de soporte.

En un sistema de seguimiento de un solo eje, el canal parabólico rota sólo en un eje en su intento por seguir la trayectoria aparente del sol. Por convención, el ángulo de seguimiento de un colector se define como 0° cuando su apertura se encuentra horizontal hacia arriba. Un sistema de seguimiento incrementa la cantidad de radiación directa normal disponible en la apertura del colector. Aunque claramente, un sistema de seguimiento en dos ejes resultaría en la máxima radiación disponible, el sistema de un eje también proporciona una mayor eficiencia a la planta.

La energía que se recibe en la forma de radiación normal directa calienta el agua contenida en la tubería, hasta conseguir un cambio de fase a vapor saturado. El vapor de agua producido puede aprovecharse para generar energía mecánica mediante un motor de vapor, y energía eléctrica si éste se acopla con un generador. El generador eléctrico utilizado, construido con anterioridad en el Instituto de Ingeniería, es capaz de proporcionar una salida de hasta 2.5 kW.

Para los propósitos del proyecto, la planta se ha dividido en 4 subsistemas, a saber:

- a) subsistema solar,
- b) subsistema hidráulico/termodinámico,
- c) subsistema mecánico,
- d) subsistema de control.

a) Subsistema solar

El subsistema solar, ilustrado por medio de un diagrama de bloques en la figura 2.9, comprende todos los aspectos del campo de colectores (estructuras móviles, superficies reflejantes o espejos y tubos absorbedores).

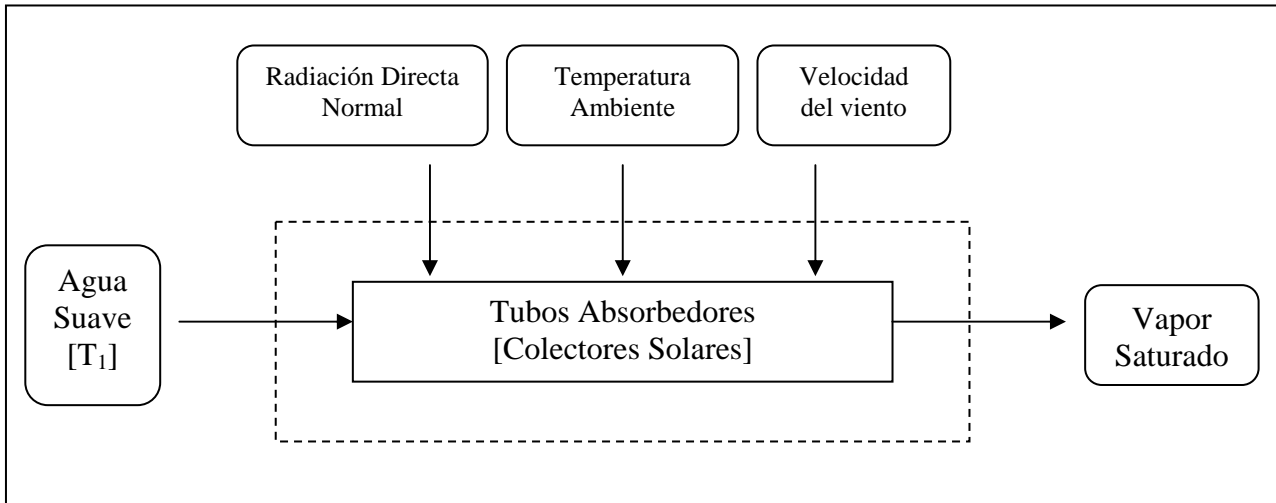


Figura 2.9. Subsistema solar.

El subsistema de tipo distribuido se conforma de 8 módulos concentradores (en paralelo) de enfoque lineal, cilíndrico-parabólicos. Cada módulo se compone de 12 espejos individuales con una apertura de 2.5 m, un ancho de 1.15 m y una distancia focal de 0.625 m. En la figura 2.10 se muestra el diagrama de uno de los espejos. El eje de rotación de la parábola está orientado Este-Oeste; la superficie total de captación es de 276 m². Las tuberías de entrada y salida tienen una orientación Norte-Sur y conectan al grupo de colectores con un tanque de condensación, cilíndrico, vertical, de 0.57 m de diámetro, 0.82 m de altura y una capacidad de 200 lt.

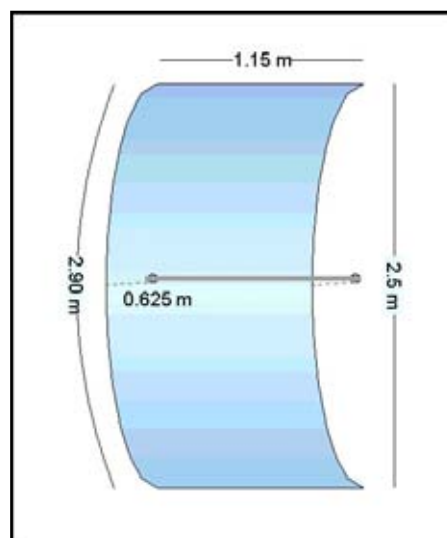


Figura 2.10. Espejo cilíndrico-parabólico.

La radiación solar se capta en los espejos y se concentra en un tubo absorbedor situado en el eje focal, con una relación de concentración que se define, a partir de las dimensiones de los espejos, de la manera siguiente.

$$\text{Relación de concentración} = \frac{\text{Área de apertura}}{\text{Área del receptor}} \quad (2.1)$$

El área de apertura es,

$$1.15 \times 2.5 = 2.875 \quad [m^2] \quad (2.2)$$

Para calcular el área del receptor se utiliza el diámetro externo del tubo, que es, aproximadamente, de 3.2 cm o 0.032 m. El producto del diámetro externo del tubo por su longitud, será el área del receptor.

$$0.032\pi \times 1.15 = 0.1156 \quad [m^2] \quad (2.3)$$

Sustituyendo los datos anteriores en la ecuación 2.1, tenemos que:

$$\text{Relación de concentración} = \frac{2.875 [m^2]}{0.1156 [m^2]} = 24.87 \approx 25 \quad (2.4)$$

Por lo que la relación de concentración es de 25.

El tubo absorbedor (receptor) es de acero de pared delgada de 1" de diámetro interno, recubierto con una capa de superficie selectiva de cromo negro sobre níquel, de alta absorptividad y baja emisividad. Este tubo absorbedor tendría que estar encerrado en un tubo de vidrio refractario, colocado con el propósito de disminuir las pérdidas de calor, pero actualmente esa instalación se tiene en sólo tres de los módulos. Los tubos de vidrio están apoyados en anillos metálicos que llevan internamente discos seccionados de teflón que soportan al tubo de acero.

2. GENERALIDADES

Los módulos tienen una cimentación de concreto con una estructura de acero de cinco columnas y un tubo transversal que soporta doce conchas de 1.15 m de ancho por 2.90 de longitud (desarrollo de la parábola), de resina poliéster y fibra de vidrio, en donde se colocan los espejos de aluminio en forma de película adherible, que se pega sobre una lámina de aluminio y ésta a su vez es remachada en la concha.

Durante la operación, el agua circula a través de los tubos absorbedores y tuberías de conexión llegando a una temperatura de alrededor de 220 °C, debido a este calentamiento los tubos absorbedores se alargan, por dilatación térmica del acero, y se deslizan entre las juntas de teflón del anillo de soporte y dicho alargamiento se absorbe por la flexión de las mangueras flexibles y rótulas de que consta la conexión de los tubos a la tubería principal, sin que se ocasionen problemas. Con excepción de los tramos de manguera flexible, todas las tuberías están aisladas térmicamente con fibra de vidrio, recubiertas con lámina de aluminio, para protección y acabado.

Los colectores solares requieren para su operación estar permanentemente dirigidos hacia el Sol. Si el colector está orientado, el plano de apertura es perpendicular a los rayos del Sol y la radiación recibida se concentra en el eje focal de los espejos, el cual coincide con el eje del tubo del absorbedor; si no está orientado adecuadamente no todos los rayos solares reflejados por los espejos inciden sobre el tubo absorbedor, desaprovechándose parte de la energía disponible. Cada módulo de colectores cuenta con un motor eléctrico que mueve un mecanismo de tornillo sin fin que transmite el movimiento al soporte de los espejos, mediante una tuerca fija a este soporte y otra tuerca fija a la estructura del soporte (poste central).

b) Subsistema hidráulico/termodinámico

Este subsistema, ilustrado en la figura 2.11, comprende un tanque de suministro de agua suave y un condensador que recibe el vapor de salida, para llevar a cabo una recirculación del fluido. El condensador debe ser el adecuado para manejar las condiciones de presión, temperatura y gasto de la planta. La tubería de agua y de vapor que forma el circuito es de acero de 1" de diámetro. La circulación de agua se hace mediante una bomba acoplada a un motor eléctrico.

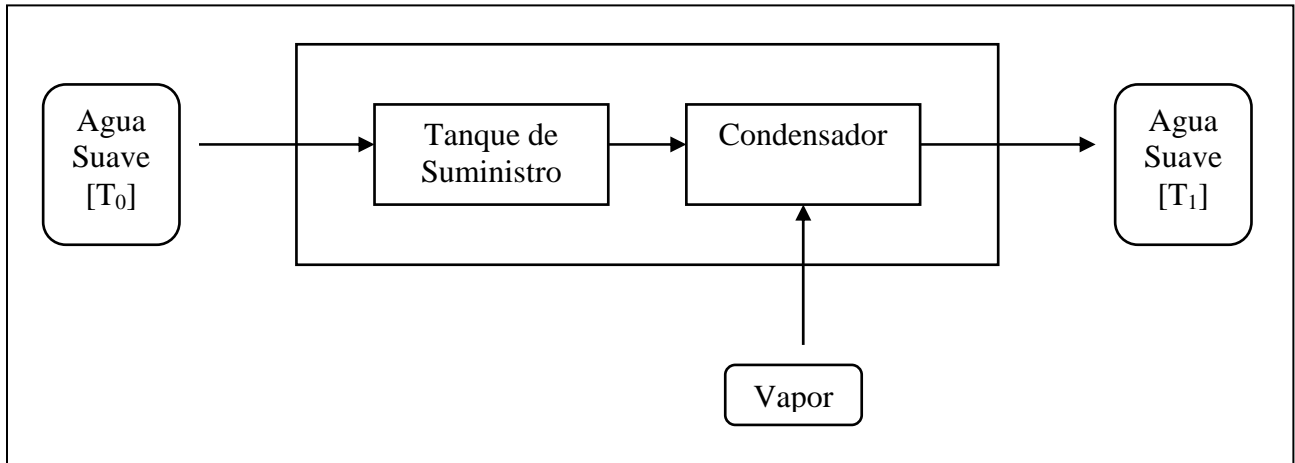


Figura 2.11. Subsistema hidráulico/termodinámico.

c) Subsistema mecánico

Este subsistema comprende el motor de vapor acoplado a un generador eléctrico de corriente alterna. La salida del generador eléctrico está conectada a un pequeño tablero de control que sirve para vigilar la operación del generador cuando se conecta a la carga eléctrica. Este subsistema se ilustra en la figura 2.12.

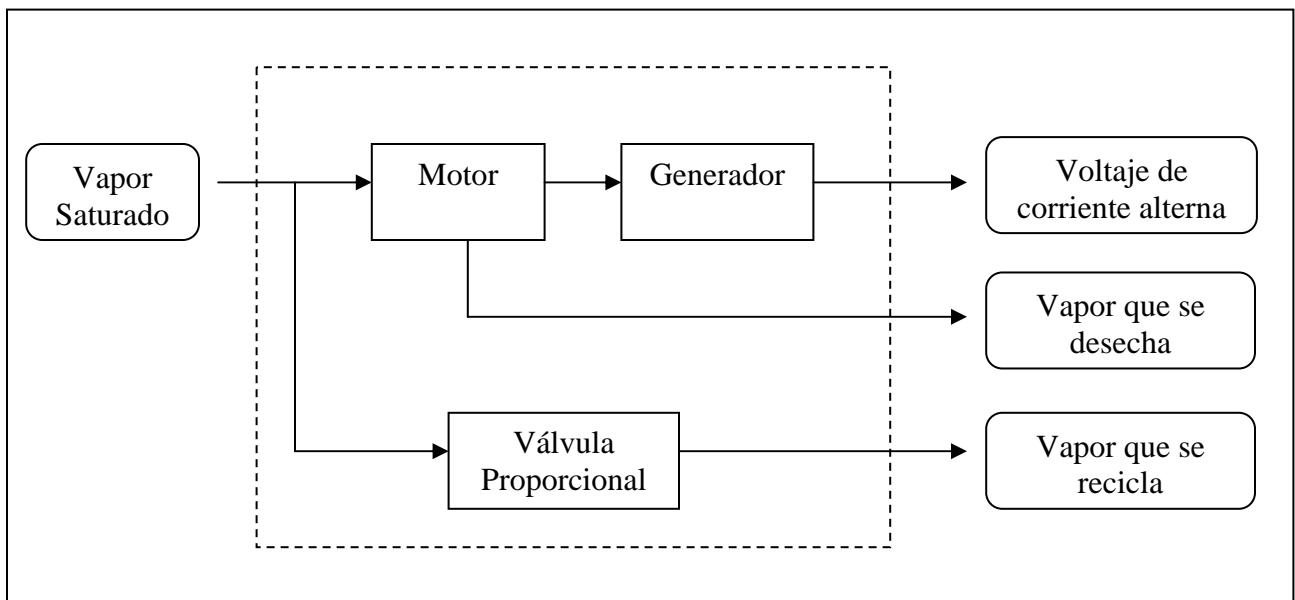


Figura 2.12. Subsistema mecánico.

2. GENERALIDADES

d) Subsistema de control

El objetivo de este subsistema es que la operación de la planta sea monitoreada y controlada por un sistema automático. Teniendo como corazón de dicho sistema a una computadora que recibirá la información del estado de la planta a través de sensores apropiados, procesará dicha información, y enviará en forma automática, en tiempo real, órdenes de operación a los diferentes actuadores (válvulas, bomba, etc.)

El subsistema de control, esquematizado en la figura 2.13, también comprenderá la adquisición de datos para mediciones y supervisión de la operación de los diferentes componentes, teniéndose varios sensores para monitorear los parámetros de interés. Además, permitirá el desarrollo de los modelos que servirán para analizar el comportamiento de la planta y definir posteriormente los algoritmos de control correspondientes.

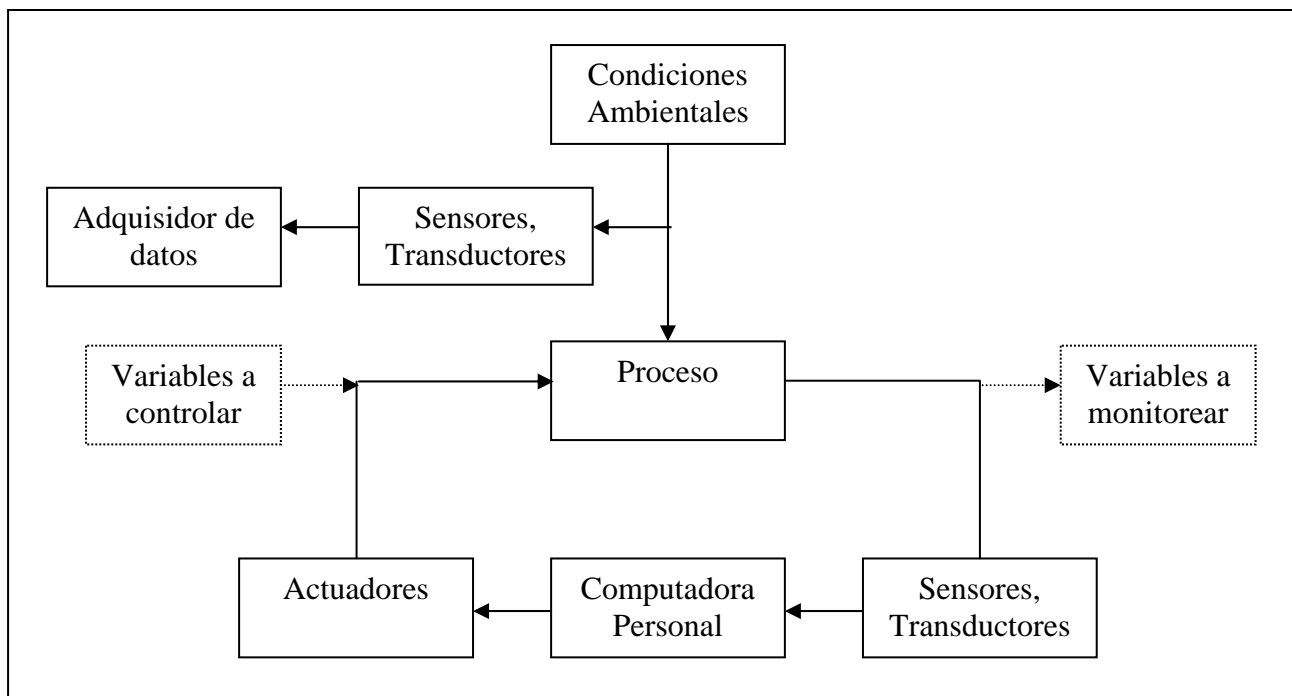


Figura 2.13. Subsistema de control.

Los subsistemas de la planta están interconectados por tuberías aisladas, válvulas, bombas, filtros, juntas de expansión y otros accesorios. La configuración del sistema y de sus componentes individuales se diseñó en el Instituto de Ingeniería. En la figura 2.14 se muestra el esquema del sistema completo.

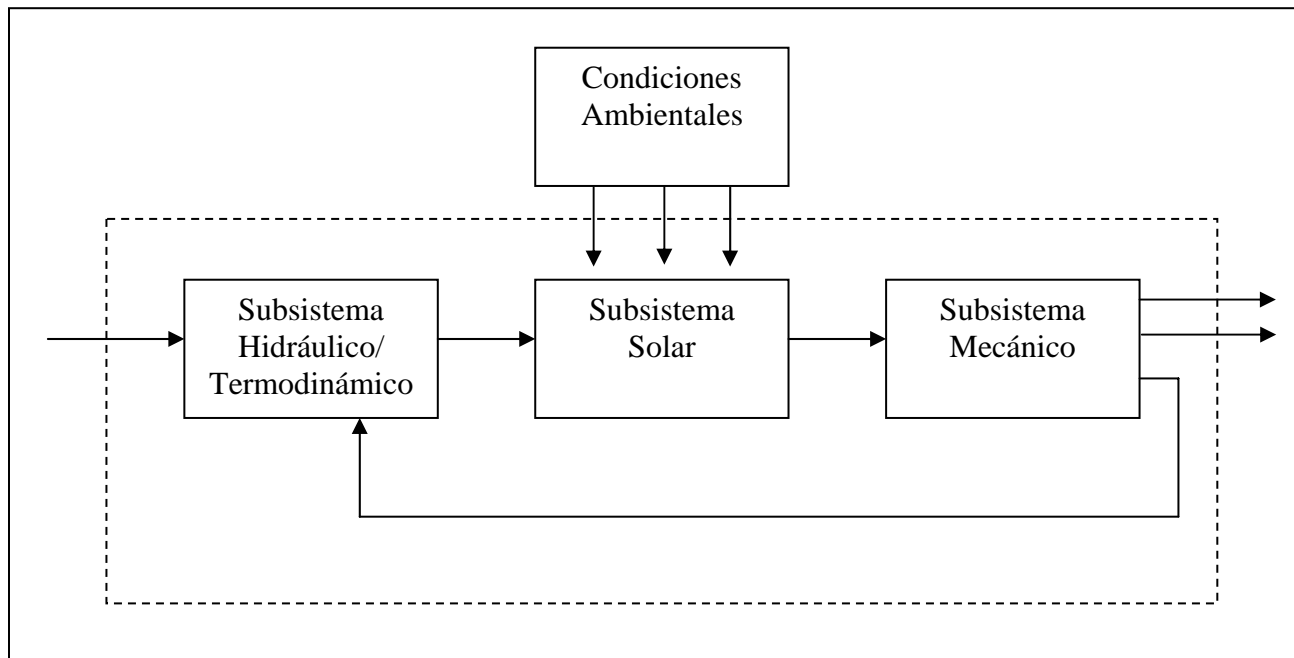


Figura 2.14. Sistema completo de la Planta Solar.

Funcionamiento de la planta

Para la operación del sistema se utiliza como fluido de trabajo el agua. El funcionamiento del sistema depende de las condiciones ambientales, siendo la más importante el nivel de insolación; la planta está diseñada para operar a partir de un nivel de radiación directa mínima de 600 W/m^2 . La operación de la planta solar se basa en ciertos parámetros de funcionamiento de los sistemas involucrados, como son: la posición angular de los colectores solares, la cantidad de fluido que ingresa a la tubería y la apertura de válvulas.

La planta del I de I opera bajo el esquema de un circuito de inyección directa, que se muestra en la figura 2.15.

2. GENERALIDADES

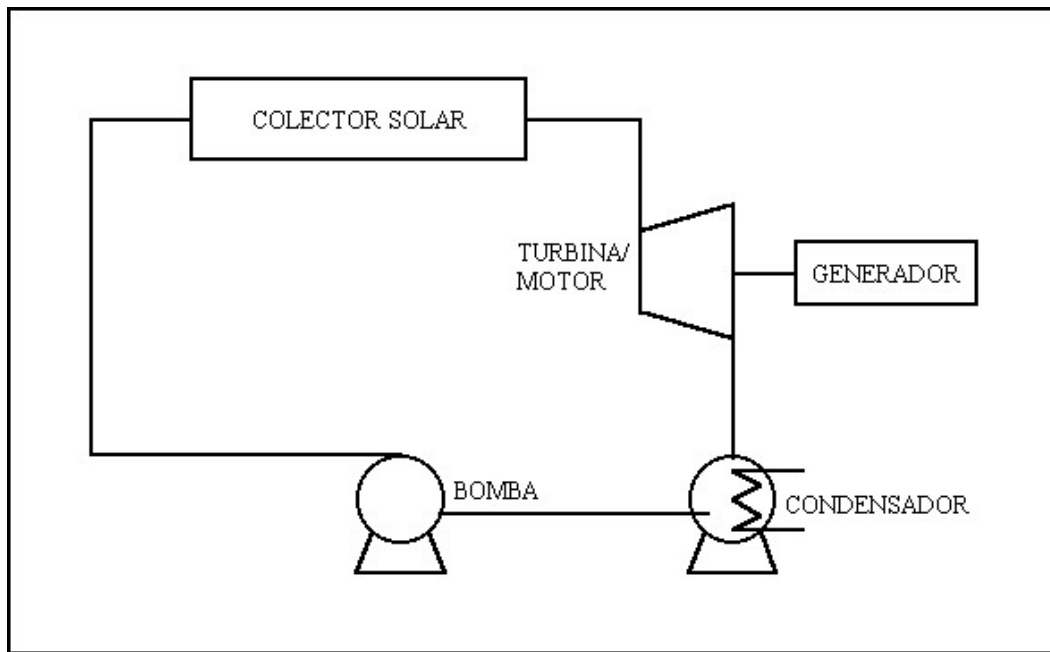


Figura 2.15. Circuito aplicado en la Planta Solar de la UNAM.

En general, la operación de la planta de energía solar se lleva a cabo de la siguiente forma:

1. El sistema funcionará si y sólo si la radiación directa normal se encuentra por encima de 600 W/m^2 .
2. En el sistema se usa agua como fluido de trabajo. El agua obtenida del suministro se somete a un proceso de suavización, para eliminar de ella las sales y minerales que pudiera contener y que podrían causar corrosión en el interior de la tubería de la Planta.
3. Dependiendo de la finalidad de los experimentos que se realicen, es posible seguir distintos procedimientos, como se expone a continuación.
 - a) Pruebas en que se desea evaluar la capacidad que posee el campo de colectores para la absorción de energía solar.

En este caso se cierra la salida del circuito, correspondiente a la salida de vapor, posterior al campo de colectores solares, y se suministra a la planta una masa conocida de agua, la cual permanece constante dentro de la tubería. Enseguida se orientan los colectores hacia el Sol. Al absorber progresivamente la energía radiante, la temperatura y la presión del fluido se incrementan. El objetivo es llegar a las condiciones de presión y temperatura de vapor saturado o sobrecalentado, después de lo cual, se libera el vapor generado hacia el condensador y se repite el procedimiento.

- b) Pruebas en que se desea evaluar el desempeño de los absorbedores, en aspectos tales como: la temperatura máxima que puede alcanzarse sobre la parte externa de su pared y la deformación provocada por los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos.

Se inicia el procedimiento orientando los colectores hacia el Sol y permitiendo que los tubos absorbedores incrementen su temperatura en vacío. El valor de la pendiente correspondiente al incremento de la temperatura disminuye progresivamente hasta estabilizarse en un valor de temperatura máximo, dado lo cual, se permite el paso de líquido a través del absorbedor, a una tasa de flujo controlada. El objetivo es observar el comportamiento del tubo absorbedor en función de los gradientes de temperatura que se presentan en su pared. Cabe agregar que se hace uso de un sistema complementario de medición de temperatura en la periferia del tubo.

- c) Pruebas en que se desea evaluar el patrón de flujo presente dentro de los absorbedores, bajo condiciones de tasa de flujo controlada.

Se hace circular agua a una tasa de flujo que permanezca dentro de un intervalo constante. Cuando se ha establecido un ciclo completo en el circuito de inyección directa, se orientan los colectores hacia el Sol, permitiendo una absorción de energía y una generación de vapor simultáneas y continuas, por medio de la recirculación del fluido de trabajo a través del condensador. En este caso también se hace uso de un sistema complementario de medición de temperatura en la periferia del tubo.

d) Pruebas de generación de energía eléctrica.

Este tipo de pruebas sólo se hacen con propósitos demostrativos, debido a que la baja eficiencia de la máquina de vapor utilizada no permite una generación significativa de electricidad. En los casos en que se hace uso del conjunto motogenerador, se cierra la salida del circuito, se suministra agua a la planta y se orientan los colectores hacia el Sol. El agua permanece dentro de la tubería hasta alcanzar las condiciones de presión y temperatura de vapor saturado, con la condición adicional de que la presión debe ubicarse alrededor de los 8 bars, después de los cual, se libera el vapor generado hacia el motogenerador. Este vapor, al mezclarse con el aceite que lubrica a la máquina de vapor, es desechado.

4. El ciclo se repite si las condiciones establecidas en el punto 1 siguen cumpliéndose.

2.2.4. Requerimientos de instrumentación

Dado que el propósito principal de la Planta Solar es la generación de vapor, el objetivo de este trabajo es el de contar con un sistema de monitoreo de las variables físicas involucradas en el proceso, con el cual sea posible conocer las condiciones a las que éste se somete y generar una base de datos acerca de su comportamiento para alcanzar un mayor conocimiento de los sistemas GDV. Para tales efectos, es necesario llevar a cabo acciones de medición y control.

Definición de las variables a medir

Para evaluar el funcionamiento de la planta se requiere la medición de las siguientes variables:

- a) variables meteorológicas: radiación, en sus componentes global, directa y difusa, temperatura ambiente y velocidad y dirección del viento,
- b) variables de proceso: presión, temperatura, flujo y nivel,
- c) posición angular de los colectores solares.

a) *Variables meteorológicas: radiación global, directa y difusa, temperatura ambiente y velocidad y dirección del viento*

Se cuenta con una estación meteorológica cuya función es monitorear las variables de radiación solar, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento.

La cantidad de radiación solar recibida sobre la superficie terrestre consta de tres componentes que son:

- Radiación de incidencia normal a la superficie (Radiación Normal)
- Radiación originada por la deflexión y dispersión de los rayos solares por los cuerpos atmosféricos (Radiación difusa)
- Radiación Global que es la suma de la radiación normal y difusa

En principio, se ha de verificar el nivel de radiación solar directa, que es la componente de mayor importancia en un sistema de canal parabólico. El nivel de radiación directa normal es la variable que determina el funcionamiento de la planta para la generación de vapor. Si se ubica sobre el nivel de 600 W/m^2 se tiene un nivel adecuado para el funcionamiento.

La temperatura ambiente, junto con la velocidad y la dirección del viento, inciden en la eficiencia del sistema, dado que al encontrarse los absorbedores expuestos al ambiente, se tiene un flujo no deseado de calor y se presentan pérdidas de energía térmica. El viento influye especialmente en el desempeño del sistema, al chocar de manera normal con cualquiera de las secciones de tubería del circuito o con los absorbedores, por lo que resulta conveniente aislar los conductos por donde circula el fluido.

b) *Variables de proceso: presión, temperatura, flujo y nivel*

La presión y la temperatura son las variables de mayor peso en cualquier proceso energético. En el

2. GENERALIDADES

caso de la Planta Solar, se debe de contar con una base de datos en que se registren dichas variables, tanto a la entrada como a la salida del circuito de generación de vapor. Las propiedades del vapor producido pueden ser establecidas a partir de ambos parámetros, utilizando tablas de vapor o diagramas termodinámicos de presión-temperatura.

El nivel y el flujo son variables que deben monitorearse para guardar un control sobre la masa del fluido de trabajo utilizado en el proceso. Debe conocerse la cantidad de masa que interactúa con la energía radiante absorbida, también cuantificada, para establecer las características del sistema al considerar a éstas como entradas y a la temperatura y presión observadas, como salidas.

En conjunto, para la generación de vapor sobrecalentado, es necesario controlar el gasto de la bomba de agua para evitar un exceso o deficiencia de ésta, así pues es necesario medir las presiones y temperaturas del sistema, siempre cuidando, mediante la detección de nivel, que se tenga disponibilidad de suficiente fluido de trabajo.

c) Posición angular de los colectores solares

La posición de los colectores solares resulta determinante para una mayor eficiencia del sistema, además, al considerar que el seguimiento del Sol se hace en un solo eje, es necesario cuantificar la radiación solar que incide efectivamente en los espejos parabólicos.

Definición de las variables a controlar

Con base en los datos adquiridos, se realiza el control de la operación de algunos de los elementos de la Planta Solar, como son:

- a) control de los seguidores solares,
- b) control de la bomba de suministro de agua,
- c) control de las válvulas.

a) Control de los seguidores solares

Como se ha descrito en páginas anteriores, la concentración de la energía solar resulta crítica para un funcionamiento más eficiente del sistema. La intención de contar con los seguidores solares es disponer de los elementos que permitan llevar a cabo un movimiento automático de los colectores, en función de las variaciones de la posición relativa del Sol.

b) Control de la bomba de suministro de agua

Otro aspecto de la mayor relevancia es el del suministro de la cantidad adecuada de agua. En los sistemas termosolares se considera la cantidad de energía absorbida del medio como una función del área total del campo de concentradores y de la relación de concentración de los mismos. De acuerdo con lo anterior, el sistema será capaz de transferir el calor suficiente al fluido de trabajo para la generación de vapor de alta calidad, sólo si la masa de dicho fluido no sobrepasa su capacidad de absorción de energía. Así, se requiere mantener el flujo de entrada de agua en un valor acorde a la capacidad del sistema, que se encuentra en el intervalo de 4 a 6 lt/min, para un nivel de radiación de entre 600 y 800 W/m².

c) Control de las válvulas

Finalmente, otro aspecto de relevancia en cualquier proceso es el control de las válvulas que intervienen en el control de flujo de los fluidos involucrados. Mediante este control se puede regular la cantidad de masa recibida o entregada, así como la trayectoria que el fluido ha de seguir, si es que se dispone de más de una válvula.

Una vez presentadas las principales características de la planta solar, se procede con el diseño y desarrollo del sistema de adquisición de datos.

CAPÍTULO 3

DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

En el inicio del presente capítulo se describen los aspectos relacionados al diseño del sistema: los elementos propuestos de hardware y software para llevar a cabo las tareas establecidas, así como el arreglo que debe existir entre ambas partes para satisfacer las necesidades establecidas. A medida que se avanza en el capítulo, se presentan las particularidades y detalles correspondientes a cada elemento que conforma el sistema diseñado.

No se trata de un proceso simple y directo, ya que deben evaluarse distintas posibilidades de solución que cumplan con los requerimientos y que no rebasen a los recursos disponibles. De igual manera, se debe hacer un uso eficiente de éstos, simplificando en la medida en que sea posible cada una de las etapas. También resulta conveniente dejar abierta la posibilidad de expandir el sistema, de forma que no sean necesarias grandes modificaciones adicionales para agregar nuevos elementos.

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

Para la implementación del sistema de monitoreo y adquisición de datos de la Planta Solar, se plantea la utilización de la llamada "Instrumentación Virtual", que por medio de una tarjeta de entradas y salidas múltiples, conectada a la tarjeta madre de una computadora personal, permite la

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

adquisición de señales eléctricas correspondientes a los transductores instalados, otorgando una gran flexibilidad y versatilidad en sus aplicaciones gracias al software enfocado, de manera específica, a la adquisición de datos y al control de actuadores.

El funcionamiento de un sistema de adquisición de datos de este tipo, depende de cada uno de los siguientes elementos:

- a) computadora,
- b) transductores y actuadores,
- c) acondicionadores de señal,
- d) tarjeta de adquisición de datos,
- e) software.

a) Computadora

La computadora utilizada en el sistema puede afectar drásticamente la velocidad a la que se pueden adquirir datos de manera continua. El factor limitante para adquirir grandes cantidades de datos es el disco duro. Así mismo, es importante determinar la versión del sistema operativo utilizado, ya que ha de cumplirse con la compatibilidad entre éste, el software de programación y la tarjeta de adquisición de datos.

Esto último conforma una de las primeras limitaciones a enfrentar para la realización del proyecto. La computadora con la que se cuenta tiene las siguientes características:

- Procesador Intel 486, a 166 MHz.
- Disco duro de 1 GB.
- Memoria RAM de 16 MB.
- Ranura de expansión ISA.
- Sistema operativo Windows 98.

Las condiciones listadas no resultan favorables. Por las características de hardware de la computadora, ésta no puede correr bajo un sistema operativo más avanzado, lo que limita a su vez, la potencia de la tarjeta de adquisición de datos que es factible utilizar. La velocidad de procesamiento también se ve restringida, de manera importante, por la memoria de la que se dispone.

b) Transductores y actuadores

Los transductores son los elementos que sensan los fenómenos físicos y proveen de señales eléctricas que el sistema de adquisición de datos puede medir. Las señales eléctricas producidas son proporcionales a los parámetros físicos que se están monitoreando.

Los actuadores son los elementos que se controlan para establecer una condición requerida dentro del proceso.

Resulta esencial compaginar los siguientes aspectos, relativos a los transductores, para lograr una integración efectiva entre todos los elementos del sistema de monitoreo:

- Número de transductores.
- Requerimientos de alimentación eléctrica.
- Tipo de señal que suministran.

En cuanto a los actuadores, ha de considerarse lo siguiente:

- Número de actuadores.
- Requerimientos de alimentación eléctrica.
- Tipo de señal que los controla.

c) Acondicionadores de señal

Las señales eléctricas generadas por los transductores o enviadas a los actuadores deben ser

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

optimizadas para cumplir con el rango de voltaje de entrada o salida, según corresponda, de la tarjeta de adquisición de datos. Los acondicionadores de señal pueden amplificar señales de bajo nivel de voltaje, aislarlas y filtrarlas para que éstas resulten más confiables.

Adicionalmente, algunos transductores requieren un voltaje o una corriente de excitación para generar un voltaje de salida; la generalidad de los actuadores requieren una alimentación eléctrica de corriente alterna, además de su señal de control.

d) Tarjeta de adquisición de datos

Los aspectos que involucra la tarjeta de adquisición de datos (TAD) son: entradas/salidas analógicas, disparadores, entradas/salidas digitales y entradas/salidas de temporización, en concordancia con el número y tipo de señales que han de introducirse o que han de demandarse de dicha tarjeta.

Es importante observar que la tarjeta seleccionada pueda ser insertada en la ranura ISA (ya que existen una gran cantidad de tarjetas para ranura PCI) y que sea compatible con el sistema operativo Windows 98.

e) Software

Mediante el software se realiza la integración de transductores, actuadores, acondicionadores de señales y TAD en un sistema completo de adquisición, despliegue y registro de datos.

En este caso, la versión utilizada debe ser compatible con Windows 98 y con la tarjeta seleccionada. Tampoco debe requerir de una gran cantidad de espacio para su instalación o memoria para su ejecución.

Considerando la información presentada tanto en la sección 2.2 como en las líneas precedentes del presente capítulo y los requerimientos de instrumentación establecidos en la subsección 2.2.4, el esquema del sistema de monitoreo se presenta en la figura 3.1.

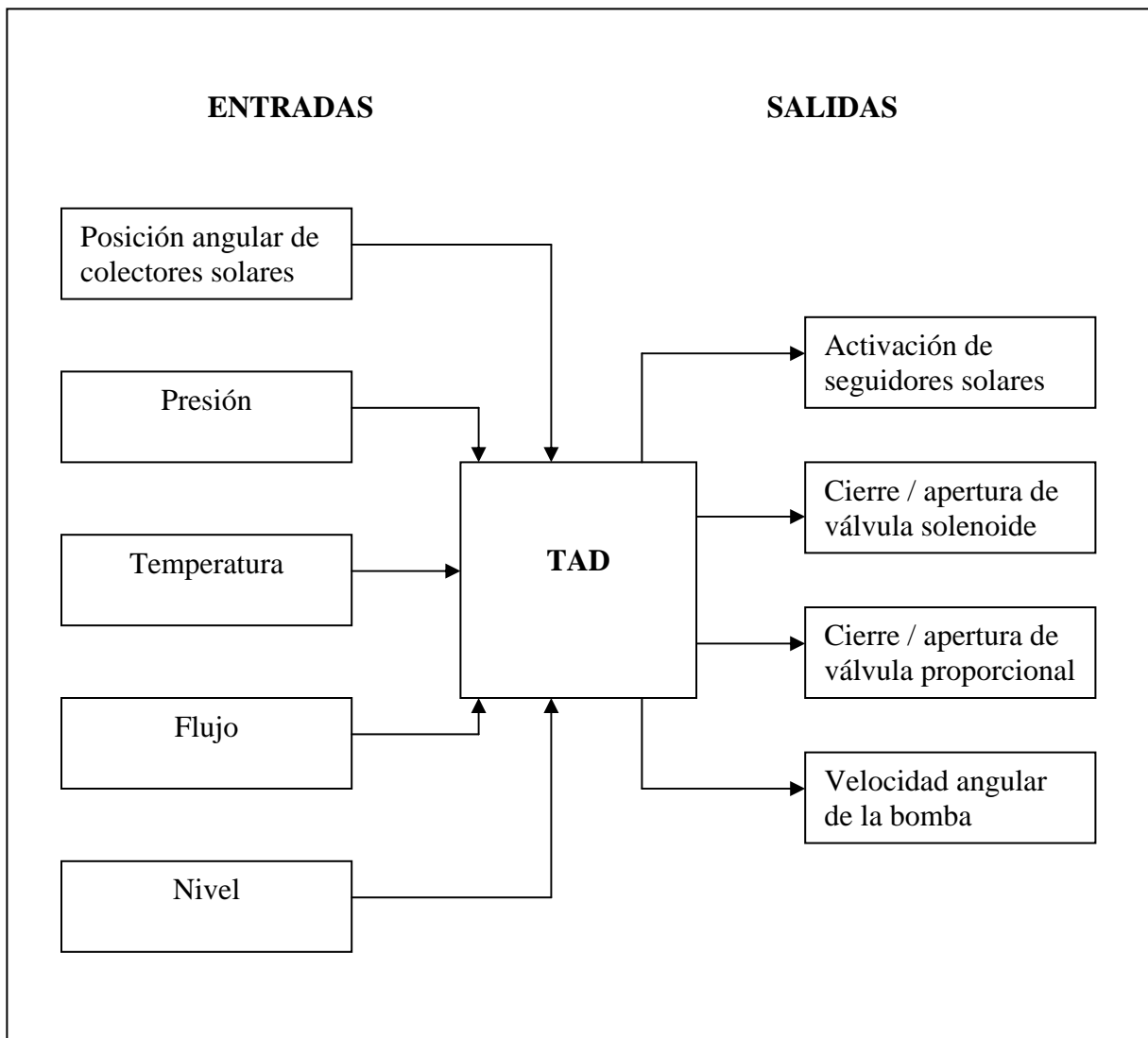


Figura 3.1. Flujo de señales alrededor de la TAD.

Con base en la información presentada en la figura se definirán los elementos necesarios para cada uno de los bloques mostrados. En secciones subsecuentes se expone, para cada variable y parámetro, el equipo seleccionado y su adaptación al sistema centralizado en la computadora personal.

En el esquema mostrado no se representa la adquisición de las variables meteorológicas. En las siguientes secciones se justificará esta omisión al describir la operación de los dispositivos con que se llevan a cabo tales mediciones y se explicará el uso de un registrador de datos independiente.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Además, se omiten las etapas de acondicionamiento de señales, que se ubican entre la detección de las variables físicas y las entradas de la tarjeta de adquisición de datos; así como los acondicionamientos entre las salidas de la tarjeta y los circuitos actuadores en la etapa de control.

Tales circuitos de acondicionamiento serán considerados con mayor detalle más adelante. Cada uno de ellos depende de las características propias de los sensores, transductores y actuadores que han de utilizarse. También dependen de los requerimientos eléctricos de la tarjeta.

3.2. HARDWARE

Para definir el hardware a utilizar, fue necesario atacar de manera individual cada una de las variables de interés, con el objetivo de definir las características que cada dispositivo habría de tener en función de los requerimientos a satisfacer.

Un punto a resaltar es que, al inicio del trabajo, se contaba con equipo que había sido adquirido con anterioridad, entre ese equipo se encontraban tanto elementos de medición como elementos de control. Fue necesario hacer una evaluación previa de cada uno de ellos, para establecer la posibilidad que había de utilizarlo en el sistema de instrumentación proyectado.

El equipo ya existente se componía de:

- 1 estación meteorológica.
- 2 transductores de presión/temperatura.
- 2 medidores de flujo.
- 5 válvulas tipo solenoide y 1 de apertura proporcional.
- 1 conjunto inversor-motor-bomba.

Después de realizar pruebas de funcionamiento en los elementos mencionados, se seleccionaron

únicamente los que habrían de ser de utilidad posterior, ya que algunos de ellos ya habían sufrido averías o resultaban inadecuados para la aplicación. Específicamente, los transductores de presión/temperatura y uno de los medidores de flujo fueron descartados y se procedió a hacer la selección de nuevo equipo para reemplazarlos.

Todos los detalles se exponen en las siguientes secciones.

3.2.1. Integración de una estación meteorológica

La estación meteorológica, con todos sus accesorios, es uno de los elementos con los que ya se contaba. Sin embargo, permanecía en desuso, por lo que tuvo que ser rehabilitada para este proyecto. Su utilidad es la generación de una base de datos correspondiente a las variables de interés en un sistema geotérmico: radiación global, radiación normal directa, radiación horizontal difusa, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento.

Los elementos de la estación, listados a continuación, se muestran en las figuras 3.2 y 3.3.

- Piranómetro de Banda Rotatoria (PBR).
- Sensor de temperatura.
- Transductor de velocidad.
- Transductor de dirección de viento.
- Adquisidor de datos.
- Celda solar, controlador de carga y batería de alimentación.

Radiación solar

La radiación solar se mide con base en el PBR, las unidades de medición son los W/m^2 . Parte de la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre viene directamente del sol, pero a veces, una cantidad llega como radiación difusa, incluso cuando el sol no está oculto tras las nubes. En tiempo

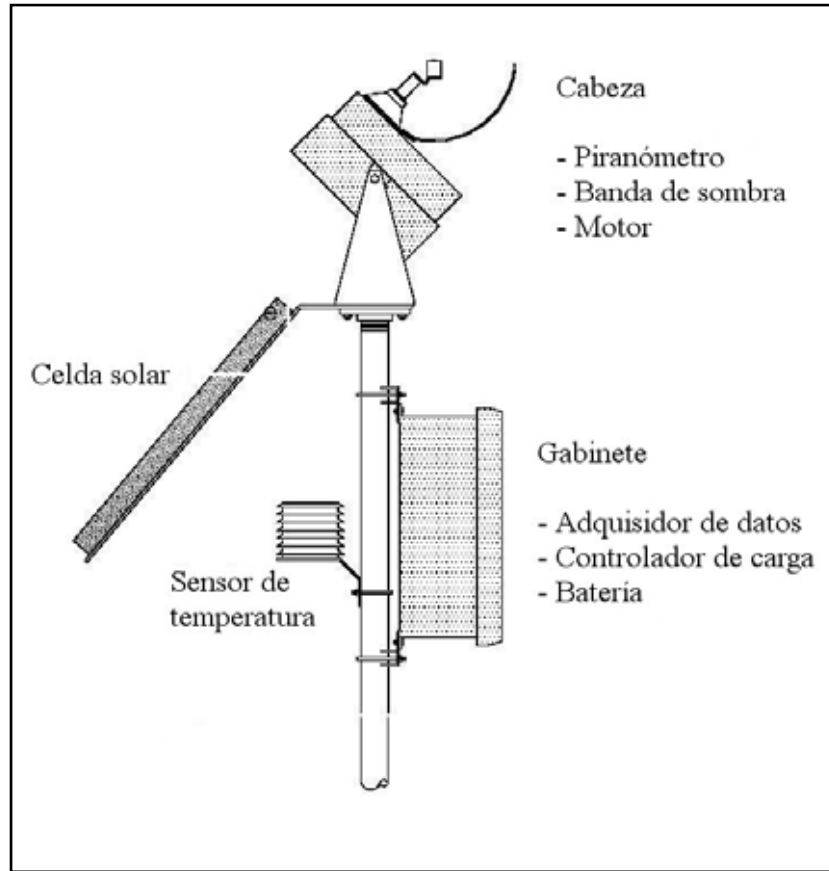


Figura 3.2. Estación meteorológica.



Figura 3.3. Transductor de viento.

nuboso la radiación total se reduce mucho y la mayor parte de la luz que atraviesa las nubes es luz difusa. La energía solar recibida por un colector focal no capta la energía de la radiación difusa, sino únicamente la energía de la radiación directa. La intensidad de la radiación depende de la hora del día, el día del año, la latitud del punto de observación y la limpidez de la atmósfera.

Magnitudes meteorológicas de la radiación

La radiación solar es la radiación electromagnética procedente del Sol. La radiación solar incidente en el límite de la atmósfera terrestre se denomina radiación solar extraterrestre; el 97 por ciento de la misma está contenida dentro del intervalo espectral comprendido entre 0.29 μm y 3.00 μm y se denomina radiación de onda corta. Parte de esta radiación solar extraterrestre penetra a través de la atmósfera y llega a la superficie terrestre, mientras que otra parte de ella se dispersa y/o es absorbida por las moléculas gaseosas, las partículas de aerosoles y las gotas y cristales de nubes que existen en la atmósfera.

La radiación terrestre es la radiación de onda larga emitida por la superficie de la Tierra y por los gases, los aerosoles y las nubes de la atmósfera, y es también parcialmente absorbida dentro de la atmósfera. Para una temperatura de 300 K, el 99.99 por ciento de la energía de la radiación terrestre posee una longitud de onda superior a 3 μm , y alrededor del 99 por ciento una longitud de onda que supera los 5 μm . Para temperaturas inferiores, el espectro se desvía hacia longitudes de onda mayores.

Como sea que las distribuciones espectrales de la radiación solar y terrestre apenas se superponen, en las medidas y cálculos ambas radiaciones pueden tratarse con frecuencia por separado. En meteorología, la suma de las dos clases de radiaciones se denomina radiación total.

Instrumentos de medida de la radiación

Los instrumentos meteorológicos de medida de la radiación se clasifican según los distintos criterios empleados: el tipo de variable que se pretende medir, el campo de visión, la respuesta espectral, el empleo principal a que se destina, etc. En la tabla 3.1 se reseñan los tipos de

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

instrumentos más utilizados en la medición de la radiación y su clasificación.

Clasificación del instrumento	Parámetro que se desea medir	Empleo principal	Angulo de visión (sr)
Pirheliómetro absoluto	Radiación solar directa	Patrón primario	5×10^{-3}
Pirheliómetro	Radiación solar directa	a) Patrón secundario para calibraciones b) Redes solarimétricas	5×10^{-3} a 2.5×10^{-2}
Pirheliómetro	Radiación solar directa en bandas espectrales anchas	Redes solarimétricas	5×10^{-3} a 2.5×10^{-2}
Fotómetro solar	Radiación solar directa en bandas espectrales estrechas	a) Patrón b) Redes solarimétricas	1×10^{-3} a 1×10^{-2}
Piranómetro	a) Radiación global b) Radiación celeste c) Radiación solar reflejada	a) Patrón secundario b) Redes solarimétricas	2π
Piranómetro espectral	Radiación global en intervalos espectrales de banda ancha	Redes solarimétricas	2π
Piranómetro para la radiación solar resultante	Radiación global resultante	a) Patrón secundario b) Redes solarimétricas	4π
Pirogeómetro	a) Radiación de onda larga ascendente (sensor hacia abajo) b) Radiación de onda larga descendente (sensor hacia arriba)	Redes solarimétricas	2π
Pirradiómetro	Radiación total (la que proviene sólo de la atmósfera)	a) Patrón secundario b) Redes solarimétricas	2π
Pirradiómetro para la radiación total resultante	Radiación total resultante (la que proviene de la atmósfera y la que es reflejada por la superficie terrestre)	Redes solarimétricas	4π

Tabla 3.1. Instrumentos para la medición de radiación.

Medida de la radiación solar directa

La radiación solar directa se mide por medio de pirheliómetros, cuyas superficies receptoras se disponen normalmente a los rayos solares incidentes. Mediante el empleo de obturadores, solamente se mide la radiación procedente del sol y de una región anular del cielo muy próxima al astro. En los instrumentos modernos, esta última abarca un semiángulo de 2.5° aproximadamente a partir del centro del Sol.

Para fines climatológicos, se requieren valores instantáneos de la radiación solar directa a determinadas horas. Para las aplicaciones en las que se utiliza energía solar y para otros proyectos en los que es importante la cantidad de energía del haz solar directo, se necesitan valores integrales horarios o de diez minutos. Si se emplea un sistema automático de adquisición de datos o un registrador de banda, por lo general ambas clases de datos pueden calcularse a partir del registro.

Medida de la radiación global y difusa

La radiación global se define como la radiación solar recibida de un ángulo sólido de 2π estereorradianes sobre una superficie horizontal. La radiación global incluye la recibida directamente del ángulo sólido del disco solar y también la radiación celeste difusa dispersada al atravesar la atmósfera.

El instrumento necesario para medir la radiación solar procedente de un ángulo de 2π estereorradianes en una superficie plana y un intervalo espectral comprendido entre 0.3 y $3.0 \mu\text{m}$ se denomina piranómetro. Éste se utiliza a veces para medir la radiación solar incidente sobre superficies inclinadas respecto a la horizontal y se dispone en posición invertida para medir la radiación global reflejada. Cuando sólo se efectúa la medida de la componente difusa de la radiación solar, la componente solar directa se puede cubrir por medio de un sistema de pantalla.

Normalmente los piranómetros emplean, como sensores, elementos termoelectrónicos, fotoeléctricos, piroeléctricos o bimetálicos. Debido a que los piranómetros están expuestos continuamente a todas las condiciones ambientales, deben ser de diseño robusto.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

El lugar elegido para emplazar un piranómetro debe estar exento de obstáculos por encima del plano del elemento sensor y, al mismo tiempo, debe ser fácilmente accesible. Si no resulta posible lograr estas condiciones, el lugar debe hallarse despejado y lo más libre posible de obstáculos que puedan arrojar sombra, cualquiera que sea la época del año. El piranómetro no debe estar próximo a paredes de color claro u otros objetos que puede reflejar la luz solar sobre él, ni debe exponerse a fuentes artificiales de radiación.

Para la medición de la radiación solar en la Planta del Instituto, se hace uso de un Piranómetro de Banda Rotatoria (PBR), mostrado en la figura 3.4. Éste es un instrumento confiable, de monitoreo solar, que mide la radiación global y la difusa horizontal a partir de las cuales mide la radiación directa normal. El PBR simplifica las mediciones de campo de la radiación solar, ya que desempeña las funciones de un piranómetro convencional (para medir radiación global) y de un pirheliómetro con seguidor solar (para medir radiación directa) a un costo mucho menor. No requiere de ajustes temporales ni estacionales.

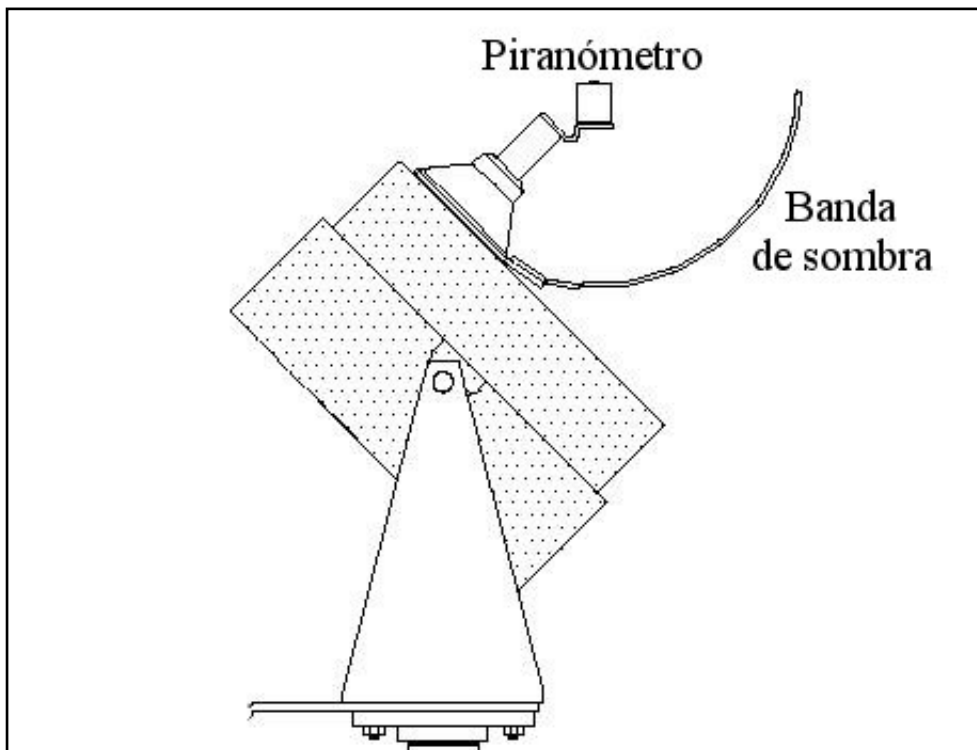


Figura 3.4. Piranómetro de banda rotatoria (PBR).

Principio de operación del PBR

El PBR está basado en un sensor (piranómetro) que permite determinar las radiaciones global horizontal, directa normal y difusa horizontal, las cuales están relacionadas con la ecuación:

$$\text{Glo} = \text{Dif} + \text{Dirn} * \text{Cos} (Z) \quad (3.1)$$

Glo es la radiación global medida en una superficie horizontal; Dif, la radiación difusa en una superficie horizontal; Dirn, la radiación directa normal (radiación solar incidente en una superficie viendo hacia el sol); y Z, el ángulo cenital solar, el ángulo medido entre una línea vertical y una línea hacia el centro del sol.

Con base en la figura 3.4 podemos indicar que una vez por minuto la banda de sombra gira sobre el sensor de radiación solar, tomando aproximadamente un segundo para ese movimiento. Durante este periodo de un segundo la señal del piranómetro es leída 700 veces aproximadamente. La lectura mínima del piranómetro ocurre cuando el disco solar está cubierto totalmente por la banda de sombra.

Los datos de radiación global, radiación difusa y ángulo cenital adquiridos por el PBR se procesan para calcular la radiación directa normal. La figura 3.5 ilustra las mediciones durante un giro de la banda de sombra en un día claro.

El piranómetro ve todo el hemisferio celeste mientras la banda de sombra viaja desde su posición en la que está oculta bajo el sensor, hacia el horizonte (Posición A). A medida que la banda sigue su trayectoria pasando sobre el horizonte, obstruye una pequeña banda del cielo, reduciendo la radiación que llega al sensor (Posición B). La medición de la radiación se reduce dramáticamente cuando la banda de sombra obstruye al sensor de la radiación directa (Posición C). Se presenta un patrón simétrico a medida que la banda de sombra termina su giro, terminando en la posición inicial (Posición D).

Así, un solo instrumento permite la medición de las tres componentes de la radiación solar.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

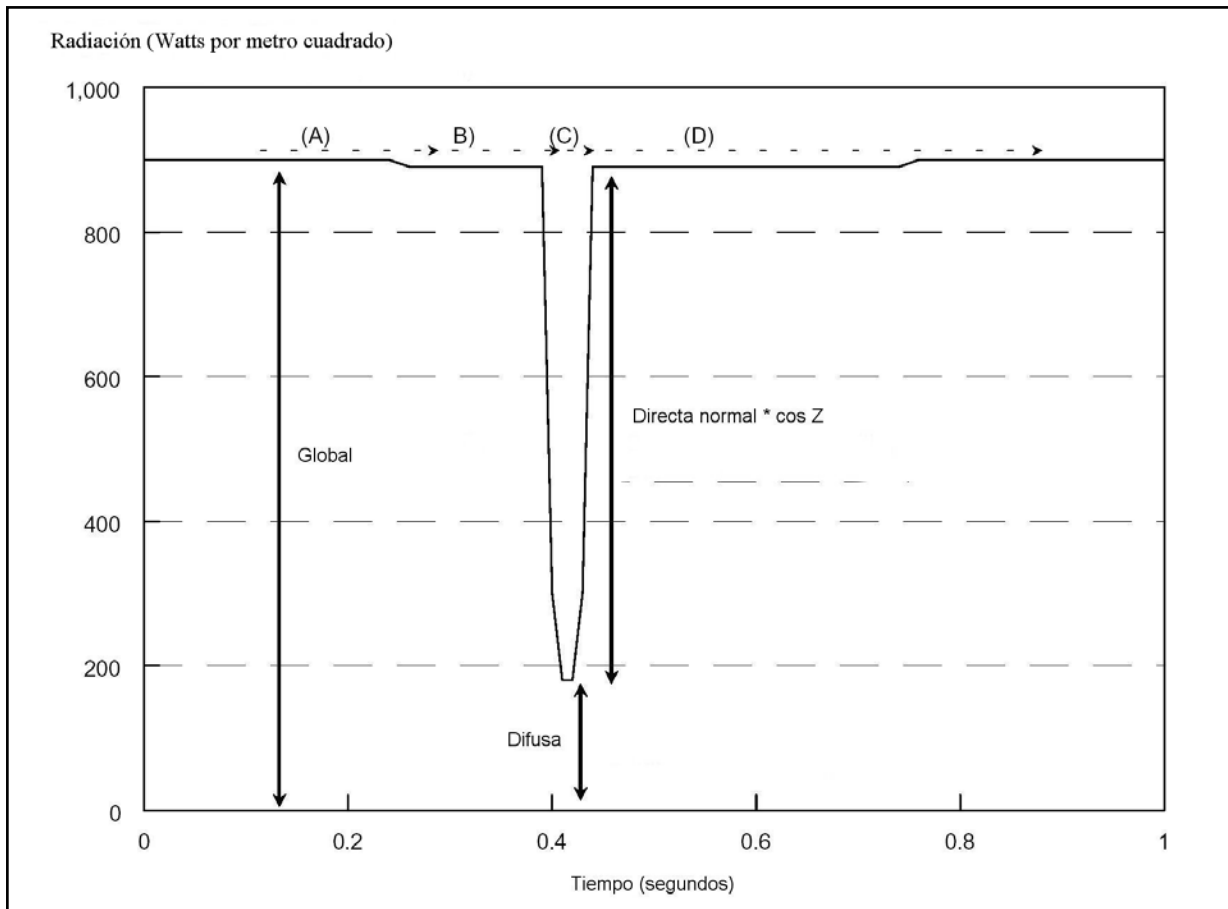


Figura 3.5. Lectura de radiación en una rotación de la banda.

Temperatura ambiente

La temperatura, en general, es la condición que determina la dirección del flujo resultante de calor entre dos cuerpos, siendo posible determinar su valor de manera sencilla a través de mediciones indirectas con instrumentos adecuadamente calibrados.

La temperatura de un sistema (en este caso, dicho sistema es el ambiente) se determina poniendo un segundo cuerpo (termómetro) en contacto con el mismo y permitiendo que se alcance el equilibrio térmico. El valor de la temperatura se calcula midiendo alguna propiedad del termómetro que depende de esta propiedad.

Unidades y escalas de temperatura

La escala de temperatura en el Sistema Internacional de Unidades es la escala Kelvin. Sin embargo, para la mayoría de los fines meteorológicos se utiliza la escala Celsius (llamada antes escala centígrada). Ambas escalas se relacionan mediante la ecuación 3.2.

$$T_C = T_K - 273.15 \quad (3.2)$$

Medida de la temperatura del ambiente

La medición de la temperatura del ambiente involucra factores muy particulares que han de considerarse en la elección del dispositivo y de los accesorios de medición.

Mientras que la radiación procedente del sol, las nubes, el terreno y otros objetos circundantes pasa a través del aire sin provocar cambio apreciable alguno de temperatura, al tener un termómetro expuesto libremente a la intemperie, éste puede absorber considerable radiación. Como consecuencia de ello, su temperatura puede diferir de la temperatura verdadera del ambiente, dependiendo esta diferencia de la intensidad de radiación y de la relación que existe entre la radiación absorbida y el calor disipado.

En consecuencia, es necesario proteger el termómetro de la acción de estos factores, mediante una pantalla que sirva de soporte y protección, y que constituya un recinto de temperatura uniforme igual a la del aire exterior. La pantalla debe rodear completamente al termómetro e impedir que entre el calor radiante y la precipitación.

Termómetros

Cualquier propiedad física de una sustancia que sea función de la temperatura puede ser utilizada como base de un termómetro. Las propiedades más ampliamente utilizadas en los termómetros meteorológicos son la dilatación térmica y el cambio de resistencia eléctrica con la temperatura.

Termómetros eléctricos

La principal virtud de los termómetros eléctricos es su capacidad de dar una señal de salida adecuada para ser transmitida, permitiendo una fácil integración a un sistema de monitoreo y/o registro de datos. Los sensores más frecuentemente utilizados son: elementos de resistencia eléctrica, termistores y termopares.

Termómetros de resistencia eléctrica

Para representar la temperatura se puede utilizar la medida de la resistencia eléctrica de un material cuya resistencia varía con la temperatura de una manera conocida. Para pequeños cambios, el aumento de resistencia de los metales puros es proporcional al cambio de temperatura, tal como expresa la siguiente ecuación.

$$R_T = R_0[1 + \alpha(T - T_0)] \quad (3.3)$$

donde $(T - T_0)$ es pequeño;

R_T : es la resistencia de una cantidad fija de metal a la temperatura T en kelvins;

R_0 : es la resistencia a una temperatura de referencia T_0 ; y

α : es el coeficiente de temperatura de la resistencia en las proximidades de T_0 .

Un buen termómetro de resistencia metálica satisfará los siguientes requisitos:

- Sus propiedades físicas y químicas permanecerán inalterables a lo largo de toda la gama de medida de la temperatura.
- Su resistencia aumentará uniformemente al aumentar la temperatura, sin ninguna discontinuidad en la gama de medida.
- Las influencias externas, tales como la humedad, corrosión o deformaciones físicas, no alterarán sensiblemente su resistencia.

- Su resistividad permanecerá constante durante un período de dos años o más;
- Su resistividad y coeficiente térmico de resistividad serán lo suficientemente grandes como para que resulten muy eficaces en un circuito de medida.

El platino puro es el que mejor satisface los citados requisitos.

Termistores

Un tipo de elemento de resistencia comúnmente utilizado es el termistor. Se trata de un semiconductor que tiene un coeficiente de resistencia térmico relativamente grande y en el que se produce un gradiente térmico que puede ser positivo o negativo, según sea el material de que está hecho. Las mezclas de óxidos metálicos conglomerados sirven perfectamente para fabricar termistores prácticos, que habitualmente adquieren la forma de pequeños discos, barras o esferas con frecuencia recubiertos de una capa de vidrio. La expresión general de la dependencia de la resistencia R con respecto a la temperatura T del termistor está dada por la siguiente ecuación:

$$R = ae^{(b/T)} \quad (3.4)$$

donde a y b son constantes y T es la temperatura del termistor en kelvins.

Las ventajas de los termistores, desde el punto de vista termométrico, son las siguientes:

- El gran coeficiente de temperatura de la resistencia permite que el voltaje aplicado a través de un puente de resistencia sea muy reducido, manteniendo la misma sensibilidad y reduciendo por lo tanto, o incluso eliminando, la necesidad de tener en cuenta la resistencia de los cables y sus cambios.
- Los elementos pueden ser de tamaño muy pequeño de modo que sus muy bajas capacidades térmicas pueden producir pequeñas constantes de tiempo. No obstante, los termistores muy pequeños, de baja capacidad térmica, tienen la desventaja de que, para determinada disipación, el efecto de autocalentamiento es mayor que en los grandes termómetros. Así pues, se debe cuidar de mantener baja la capacidad de disipación.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Termopares

En meteorología, los termopares se utilizan principalmente cuando se necesita un termómetro de muy pequeña constante de tiempo y capaz de realizar lecturas y registros a distancia, habitualmente para fines especiales de investigación. Una de las desventajas de los termopares, si se requieren temperaturas absolutas, es la necesidad de disponer de un recinto de temperatura constante para la unión fría y de aparatos auxiliares para la medida de la fuerza electromotriz. La mejor aplicación de los termopares es la medida de temperaturas diferenciales, ya que en ella no se plantean las complicaciones citadas. Se pueden lograr grandes precisiones utilizando aparatos de la debida sensibilidad, aunque es preciso efectuar frecuentes calibraciones. Las combinaciones cobre-constantan o hierro-constantan resultan adecuadas para fines meteorológicos, ya que la fuerza electromotriz producida por grado Celsius es mayor que con los metales raros y caros que se utilizan habitualmente a elevadas temperaturas.

Sensor utilizado en la estación meteorológica

La estación meteorológica, para llevar a cabo la medición de la temperatura ambiente, utiliza un termistor cuyo rango es de -35°C hasta 50°C . La figura 3.6 muestra el sensor mencionado y su cable de conexión.

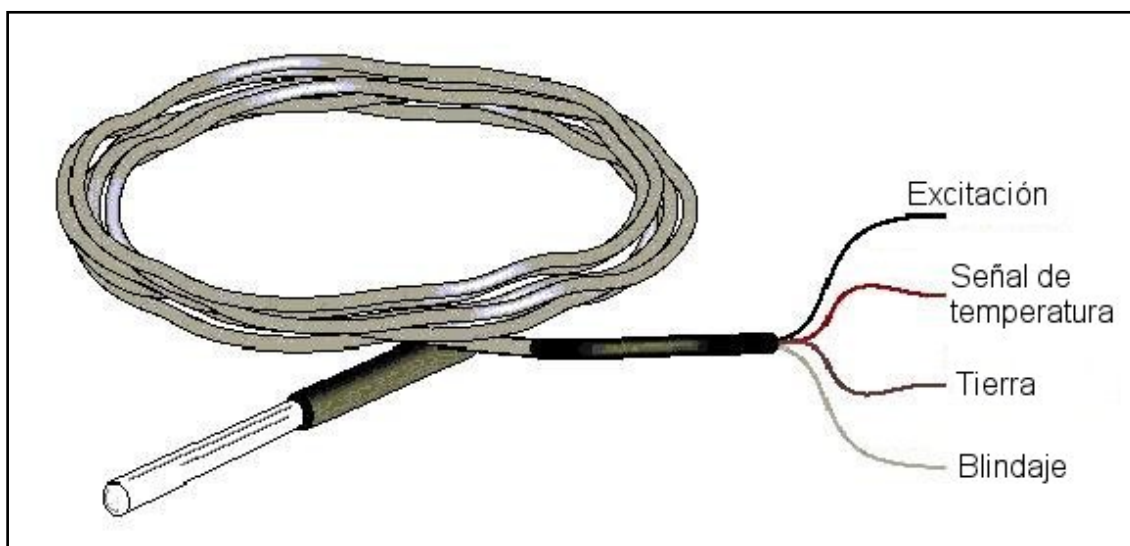


Figura 3.6. Sensor de temperatura de la estación meteorológica.

Es necesario proteger el termómetro de la radiación mediante una pantalla que sirva de soporte al termómetro y también que le proteja de la precipitación, permitiendo al mismo tiempo la libre circulación del aire a su alrededor e impidiendo cualquier daño accidental. El sensor debe ser colocado dentro de un encapsulado que lo aisle de la radiación ambiental, como lo muestra la figura 3.7.

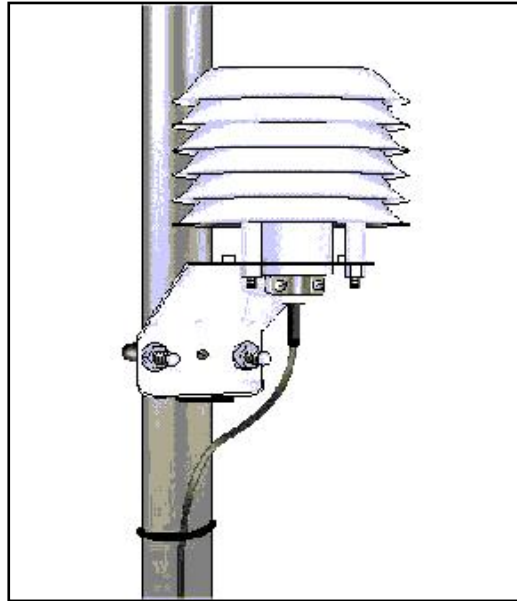


Figura 3.7. Encapsulado de protección para sensor de temperatura.

Velocidad y dirección del viento

La velocidad y dirección del viento son magnitudes que varían de forma tridimensional, con fluctuaciones aleatorias en el espacio y en el tiempo. No obstante, para los fines de este trabajo, el viento queda considerado principalmente en un plano horizontal, y para medir su velocidad y dirección, se utilizan un anemómetro y una veleta, respectivamente.

La velocidad del viento debe expresarse en metros por segundo. La dirección del viento debe expresarse en grados, y se define como la dirección en la cual el viento sopla y se mide en el sentido de las manecillas de un reloj a partir del norte geográfico.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Sensores de viento

Los sensores que a continuación se describen sucintamente son los anemómetros de cazoleta y de hélice, y las veletas. Es frecuente que se hagan combinaciones de veleta y anemómetro de cazoleta o de veleta y anemómetro de hélice, aunque también se instalen anemómetros de hélice solos.

Sensores de la velocidad del viento

Los anemómetros de cazoleta y de hélice se utilizan habitualmente para la determinación de la velocidad del viento y comprenden dos subsistemas: el rotor y el generador de una señal. En los sistemas bien diseñados, la velocidad angular del rotor de cazoleta o de hélice, prácticamente es directamente proporcional a la velocidad del viento, o más precisamente cuando se trata del rotor de hélice, a la componente de la velocidad del viento que es paralela al eje de rotación. Sin embargo, en la parte baja de su escala de medición, se producen desviaciones con respecto a la linealidad.

Como tanto los rotores de cazoleta como los de hélice giran con una velocidad angular directamente proporcional a la velocidad o a la componente axial, resultan especialmente adecuados para mover gran variedad de generadores de señales. Se han utilizado ventajosamente generadores de corriente alterna o continua, generadores de impulsos ópticos y magnéticos, contadores y registradores de vueltas. La elección del generador de señales o transductor depende en gran medida del tipo de procesador y lector de datos que se ha de utilizar.

Veletas de dirección del viento

Las veletas de dirección del viento comprenden dos subsistemas: la veleta y el generador de señales o transductor. Con objeto de obtener una medida satisfactoria, una veleta resultará adecuada si está bien equilibrada, de modo que no tenga una posición preferida cuando el eje está vertical y, además, que esté suficientemente bien diseñada para tener una sola posición de equilibrio con respecto a cada dirección del viento.

El generador de señales es esencialmente un transductor eje – ángulo del cual se han venido

empleando numerosos tipos. Se ha utilizado con provecho potenciómetros, sincronizadores de corriente alterna y continua, dispositivos de capacidad variable e inductores, cuadrantes de lectura directa y conmutadores giratorios. La elección del generador de señales depende en gran medida del tipo de procesador y lector de datos utilizado.

La colocación o instalación normal de los instrumentos de medida del viento sobre un terreno abierto es de diez metros por encima de la referencia base de dicho terreno. Se llama terreno abierto a una zona en donde la distancia entre el anemómetro y cualquier otro obstáculo es al menos diez veces la altura del obstáculo.

Transductor utilizado en la estación meteorológica

El transductor combinado para la medición de la dirección y velocidad de viento es un transductor económico de propósito general para aplicaciones de baja precisión. La medición de la velocidad del viento se logra mediante un anemómetro de tres copas acoplado a un generador de corriente alterna, que es calibrado para proporcionar la velocidad del viento dentro de un intervalo de 0 a 100 millas por hora, aproximadamente de 0 a 45 metros por segundo. La figura 3.8 muestra la curva de calibración del anemómetro, representando el voltaje de corriente alterna generado (VAC) contra la velocidad del viento.

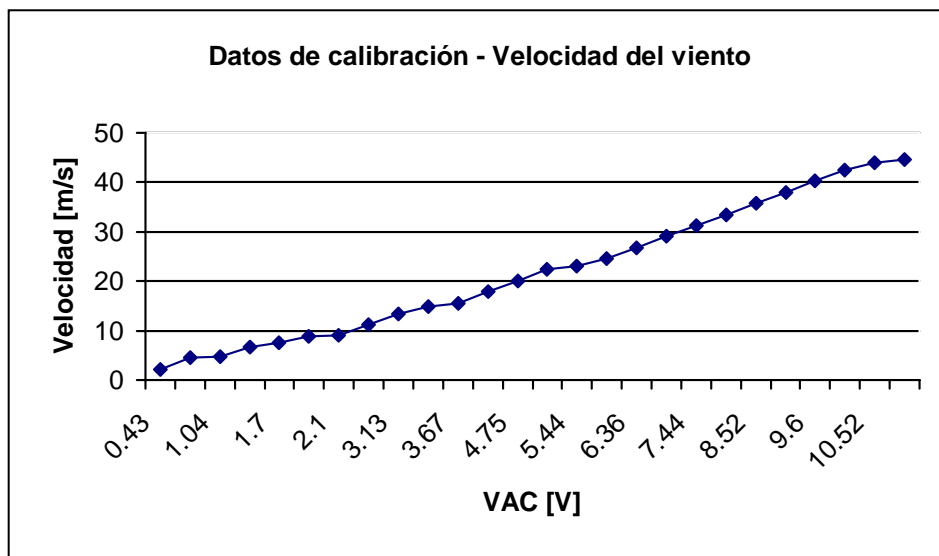


Figura 3.8. Curva de comportamiento del anemómetro.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

El modelo matemático, obtenido a partir de tales datos de calibración, es:

$$\text{Velocidad del viento} = 4.1436 (\text{VAC}) + 0.4468 \quad (3.5)$$

En la figura 3.9 se muestra la gráfica correspondiente al modelo obtenido.

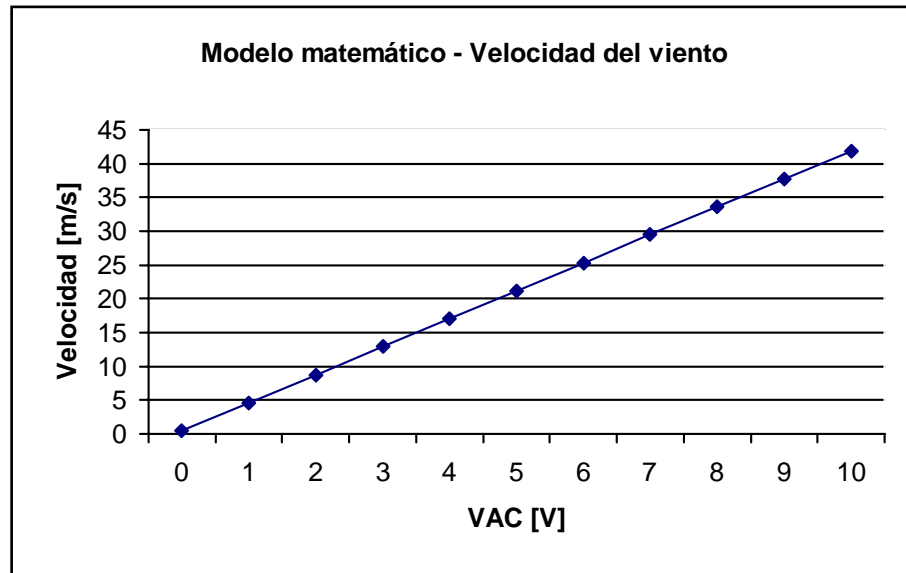


Figura 3.9. Gráfica del modelo matemático del anemómetro.

En la tabla 3.3 se muestra la comparación entre los datos de calibración y los datos obtenidos a partir del modelo matemático. Se observa que el error porcentual es muy pequeño, por lo que se considera un modelo válido.

Como complemento a la medición de la velocidad del viento, se hace una medición de su dirección, por medio de una veleta rotatoria montada en un eje. Dicho eje está conectado a un potenciómetro que da un voltaje de salida proporcional a la dirección del viento cuando se aplica al sensor un voltaje de excitación de corriente directa.

El valor del potenciómetro para medición de la dirección del viento es de 480Ω y el valor de voltaje con el que se alimenta es de 2500 mV. Los valores de calibración correspondientes a la orientación se muestran en la tabla 3.4.

VAC	m/s (calibración)	m/s (modelo)	% error
0.43	2.2	2.22	0.91
0.97	4.5	4.46	0.89
1.04	4.7	4.75	1.06
1.51	6.7	6.7	0
1.70	7.6	7.49	1.44
2.05	8.9	8.94	0.45
2.10	9.1	9.14	0.44
2.59	11.2	11.17	0.27
3.13	13.4	13.41	0.07
3.49	14.9	14.9	0
3.67	15.6	15.65	0.32
4.21	17.9	17.89	0.06
4.75	20.1	20.12	0.1
5.29	22.4	22.36	0.18
5.44	23.0	22.98	0.09
5.82	24.6	24.56	0.16
6.36	26.8	26.8	0
6.90	29.1	29.03	0.24
7.44	31.3	31.27	0.1
7.98	33.5	33.51	0.03
8.52	35.8	35.75	0.14
9.06	38.0	37.98	0.05
9.60	40.2	40.22	0.05
10.14	42.5	42.46	0.09
10.52	44.0	44.03	0.07
10.70	44.7	44.78	0.18
Error promedio			0.28 %

Tabla 3.3. Caracterización del anemómetro.

Posición [°]	Resistencia [Ω]	Voltaje [V]
0 (Norte)	480	2400
45 (Noreste)	420	2100
90 (Este)	360	1800
135 (Sureste)	300	1500
180 (Sur)	240	1200
225 (Suroeste)	180	900
270 (Oeste)	120	600
315 (Noroeste)	60	300
360 (Norte)	480	2400

Tabla 3.4. Calibración de la veleta.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

La figura 3.10 muestra la curva de calibración de la veleta.

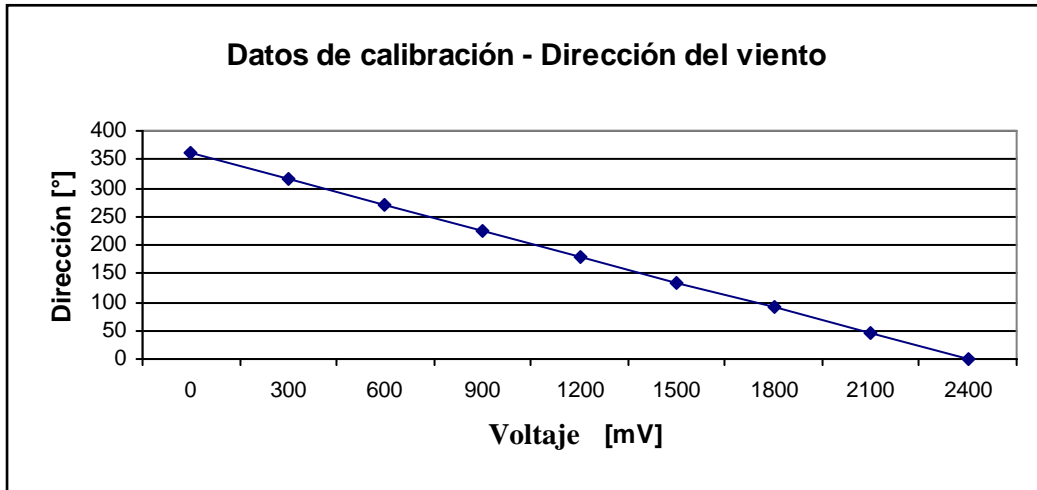


Figura 3.10. Calibración de la veleta.

El modelo correspondiente es:

$$[^\circ] = -0.15 [\text{mV}] + 360 \quad (3.6)$$

En la figura 3.11 se presenta la gráfica correspondiente a dicho modelo.

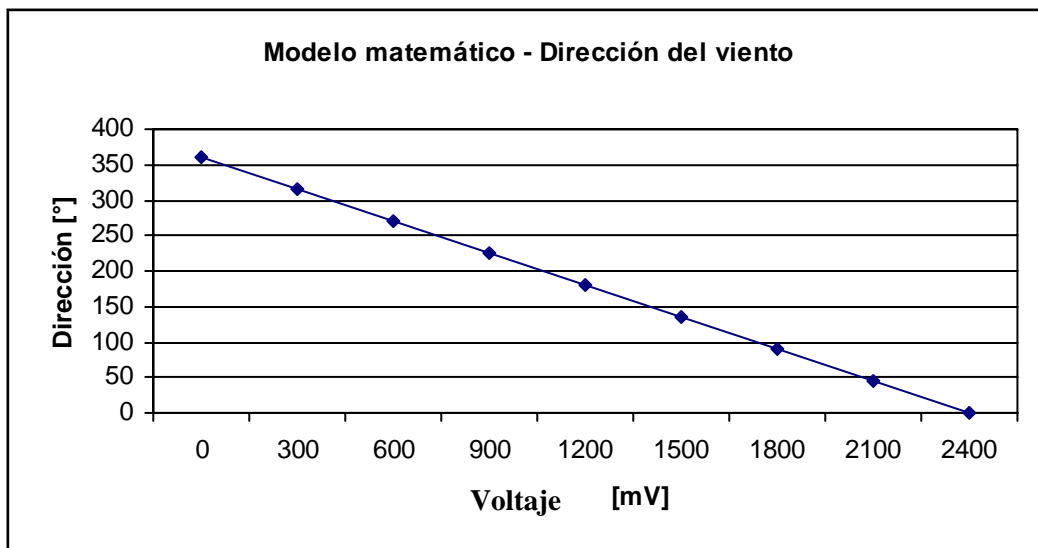


Figura 3.11. Gráfica del modelo matemático de la veleta.

Adquisidor de datos

Además de los sensores y transductores ya mencionados, la estación meteorológica cuenta, como elemento central, con un adquisidor de datos completamente programable, con entradas y salidas múltiples, en un módulo sellado, pequeño y rígido, como lo muestra la figura 3.12.

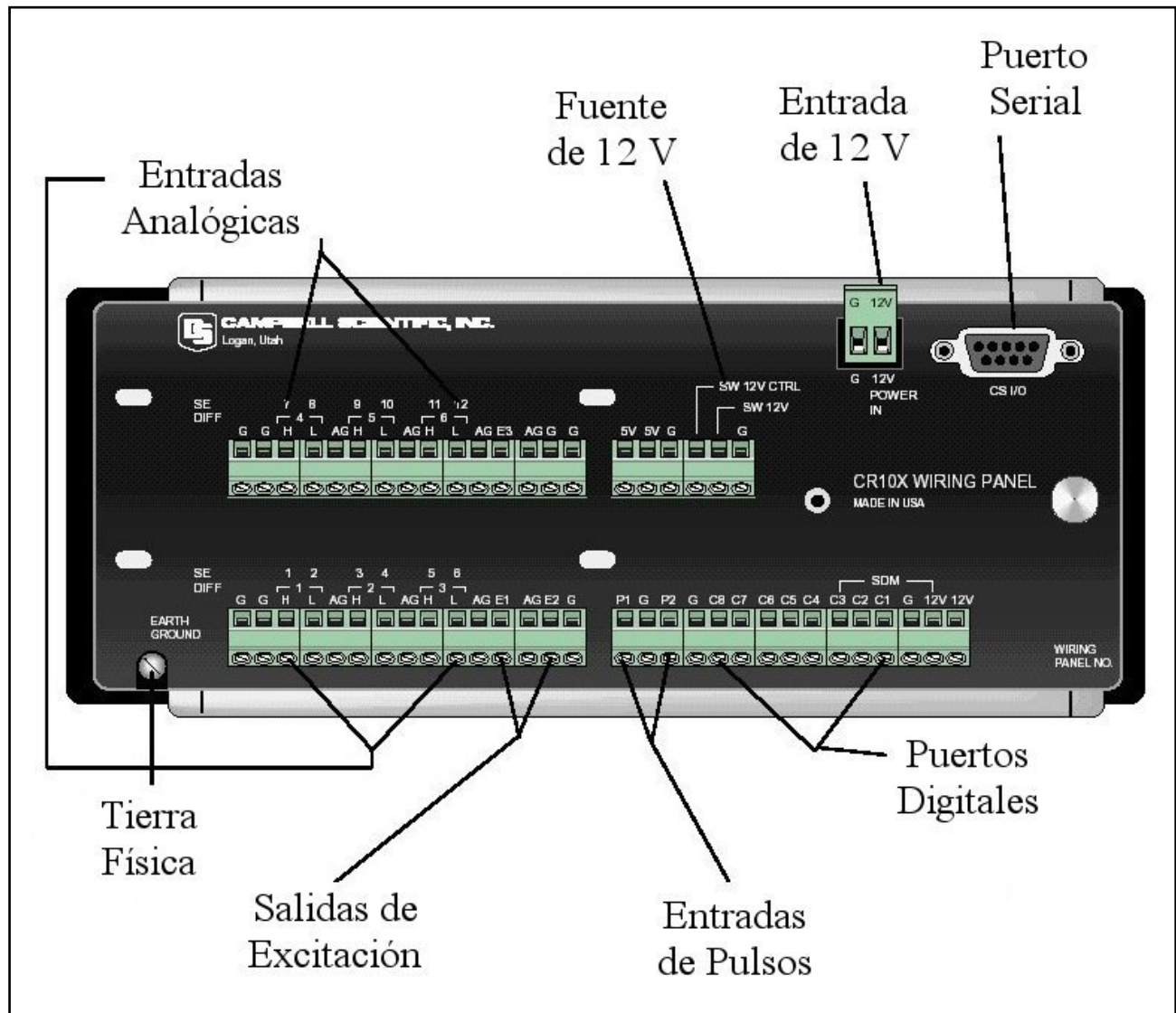


Figura 3.12. Panel de conexiones del adquisidor de datos.

El adquisidor de datos recibe las señales de radiación, temperatura ambiente, dirección y velocidad del viento, registrando los valores correspondientes, así como la fecha y la hora del día en que se

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

realiza la medición. Para definir los parámetros de las variables a monitorear se hace uso de un software específico del adquisidor.

Dicho software se compone de 6 programas separados. Éstos son: el Editor (EDLOG), Emulador de Terminal Gráfico (GT), Apertura de datos (SPLIT), Telecomunicaciones (TELCOM), Comunicaciones del Módulo de Almacenamiento (SMCOM) y Lectura de Módulos de Almacenamiento (SMREAD). Cada uno tiene una función específica y se ejecuta independientemente de los otros.

Para las funciones requeridas en la adquisición de datos meteorológicos en la Planta Solar, se hace uso de los siguientes programas:

- EDLOG, que permite al usuario desarrollar y documentar los programas para el adquisidor de datos.
- GT, que provee la comunicación computadora-adquisidor de datos para la recolección de los mismos y su despliegue en tiempo real, así como la carga y descarga de programas del adquisidor.
- SPLIT, que procesa los datos contenidos en un archivo determinado y genera un reporte a partir de ellos.

En cuanto a la parte física del adquisidor de datos, éste cuenta con diversas terminales de entrada y salida completamente programables. Cuenta con un panel de conexiones, compuesto por cuatro borneras de doce conexiones cada una, siendo diferenciadas por etiquetas. Este panel cuenta con entradas analógicas, terminales de excitación, entradas de pulsos, puertos de entrada/salida digitales y líneas de alimentación de 5 y 12 VDC.

En el caso de las entradas analógicas, éstas pueden ser diferenciales (seis) o sencillas (doce). Las terminales de salida para excitación se utilizan para polarizar diferentes sensores. La excitación puede ser de DC o AC, con niveles de voltaje programables por el usuario en un rango de ± 2500 mV.

En los puertos digitales de entrada/salida, para recibir o entregar señales lógicas, los niveles de voltaje que son detectados como altos y bajos son: $3\text{ V} < \text{alto} < 5.5\text{ V}$; $-0.5\text{ V} < \text{bajo} < 0.8\text{ V}$. Cuando el puerto digital se configura como salida permite controlar el encendido y apagado de dispositivos externos. Un puerto puede ser puesto como nivel alto, como nivel bajo o para generar una señal de pulsos.

Las terminales de 12 V y tierra son para alimentar al adquisidor de datos desde la batería. Las terminales extras se pueden usar para conectar otros dispositivos que requieran de esta alimentación. Las dos terminales de 5 V ($\pm 0.2\%$) de salida son comúnmente usadas para alimentar periféricos. La máxima corriente de salida de estas terminales combinadas es de 200 mA .

Las terminales de tierra analógica son usadas para referenciar las mediciones unipolares y el retorno de las excitaciones.

Para permitir una operación constante del adquisidor, la estación cuenta con dos sistemas complementarios: un panel solar y una batería. Mediante un controlador de carga que detecta los niveles de voltaje de la batería, ésta es cargada por el panel solar.

En lo que respecta a la comunicación, el adquisidor no cuenta con un teclado ni pantalla, por lo que el usuario se comunica con él sólo a través del puerto serial de la computadora personal. Para ello se hace uso de una interfaz RS232.

Conexión de elementos

Cada uno de los sensores y transductores utilizados para la medición de variables meteorológicas tienen requerimientos distintos de conexión con el adquisidor de datos, como se describe a continuación.

El sensor de radiación solar transmite una señal de corriente directa, cuya magnitud cambia en función de la intensidad de la radiación recibida. Se conecta a un canal de entrada analógica. Además, el motor de la banda de sombra requiere ser activado cada minuto, por lo que se conecta

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

a un canal de salida digital que establece los estados lógicos de control.

El sensor de temperatura requiere de alimentación eléctrica provista por uno de los canales de excitación del adquisidor; también transmite una señal de corriente directa, que se conecta a uno de los canales de entrada analógica.

El transductor de viento requiere conexiones independientes para la medición de velocidad y dirección. Para la medición de velocidad, dado que se genera una corriente alterna, se conecta el transductor a una de las entradas de pulsos del adquisidor, mediante el cual se mide la frecuencia de la señal. Para la medición de la dirección, se alimentan los extremos del potenciómetro por medio de uno de los canales de excitación del adquisidor y se introduce la señal transmitida por el cursor a uno de los canales de entrada analógica.

3.2.2. Mecanismos de seguimiento del Sol

La necesidad de captar la mayor cantidad posible de la energía incidente en un determinado lugar es, evidentemente, una exigencia común a todos los sistemas de aprovechamiento de la energía solar. La máxima captación se obtiene si la superficie colectora se mantiene constantemente en posición normal a los rayos del Sol, lo que únicamente puede conseguirse si dicha superficie está dotada de un movimiento de seguimiento del Sol.

En particular, el seguimiento resulta imprescindible en los sistemas que se basan en la concentración óptica de la radiación solar, como es el caso de los espejos cilíndrico-parabólicos utilizados en la Planta Solar.

Descripción y funcionamiento

Como parte del desarrollo de la instrumentación para la Planta Solar, se diseñó un dispositivo electrónico capaz de mantener los espejos colectores permanentemente orientados al Sol. Sin embargo, este seguidor solar opera en un solo eje, ya que un sistema de seguimiento en dos ejes

involucraría mecanismos móviles sumamente complejos y costosos.

En un sistema de seguimiento de un solo eje, el ángulo de incidencia solar mínimo ocurre cuando el colector gira alrededor de su eje de manera que el plano definido por el Sol y el tubo absorbedor del colector es normal al plano de la apertura del colector. Como resultado, un espejo parabólico sigue al Sol en el plano normal al eje de rotación.

El sistema de seguimiento está diseñado para operar un motor reversible, acoplado al sistema mecánico de rotación del colector que debe seguir al Sol para conservarse enfocado. Consiste de un módulo de control y un módulo de detección. El módulo de detección contiene dos fototransistores, cuyas bases actúan como sensores de intensidad de la luz solar. En función de la variación de esta última, varía la corriente de base del transistor y con ella, la corriente de emisor. La idea es generar, mediante un montaje especial, una condición de balance entre ambos fototransistores.

El sensor se monta sobre el colector en un plano perpendicular al plano del colector, como se ilustra en la figura 3.13. Este sensor proporciona información de la posición relativa con respecto al sol variando la sombra sobre los dos fototransistores, como se ilustra en la figura 3.14.

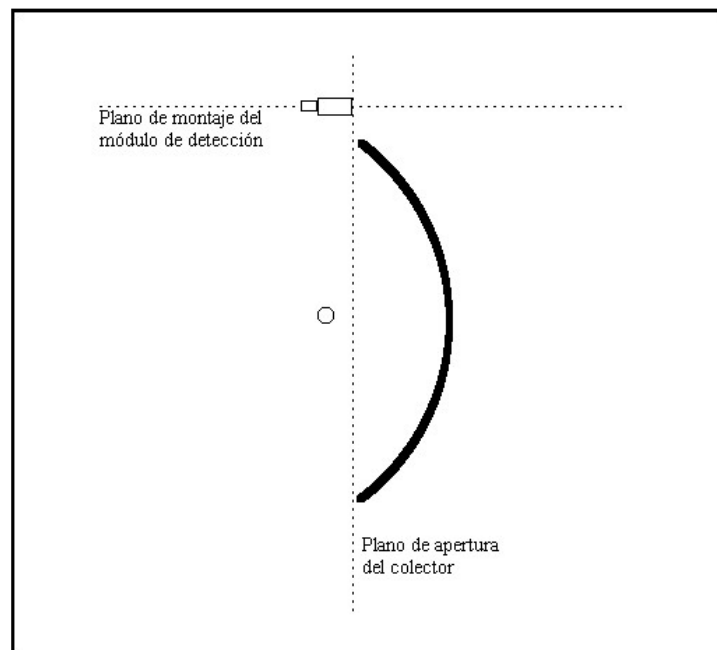


Figura 3.13. Posición del módulo de detección.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

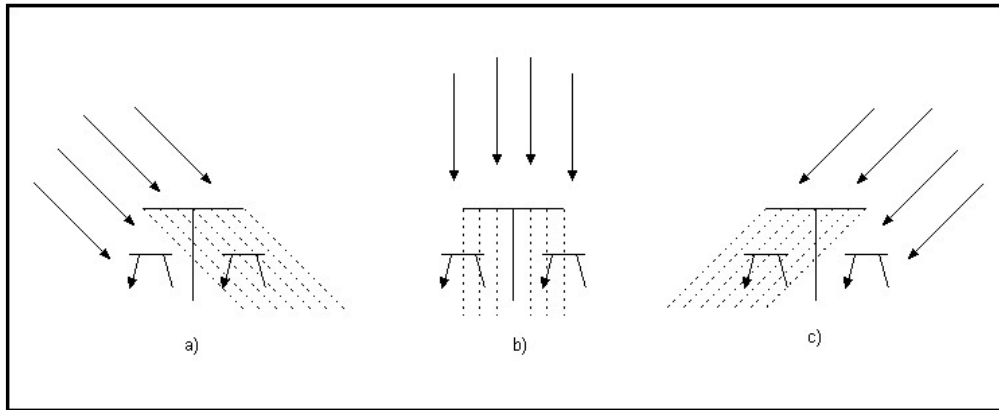


Figura 3.14. Estados posibles de los sensores.

A medida que el Sol se desplaza por el cielo, uno u otro de los fototransistores recibirá una mayor intensidad luminosa (figuras 3.14.a y 3.14.c), lo que repercutirá en el movimiento del motor en el sentido de giro correspondiente, hasta alcanzar una condición de equilibrio (figura 3.14.b). Las señales de corriente enviadas por el módulo de detección al módulo de control son directamente recibidas por un amplificador diferencial. La figura 3.15 muestra un diagrama simplificado del circuito.

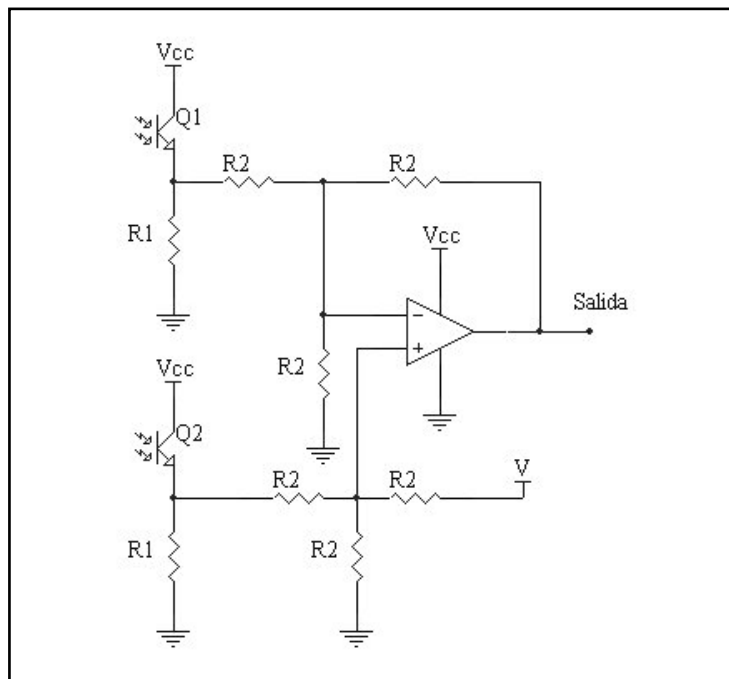


Figura 3.15. Amplificador diferencial.

El voltaje V actúa como una referencia alrededor de la cual se ubica el voltaje de salida, dependiendo de los niveles de entrada en las terminales positiva y negativa. Este amplificador diferencial es el encargado del control automático del módulo, sus señales a la salida son enviadas a dos comparadores de histéresis, uno de los cuales corresponde a una configuración inversora y el otro a la configuración no inversora, que actúan como interruptores.

La figura 3.16 muestra un diagrama simplificado del circuito correspondiente a los comparadores. Combinados, pueden encontrarse en los estados que muestra la tabla 3.5. Las señales de salida obtenidas de los dos comparadores se envían a circuitos activadores de relevadores, que acoplan la etapa de potencia por medio de la cual funciona el motor.

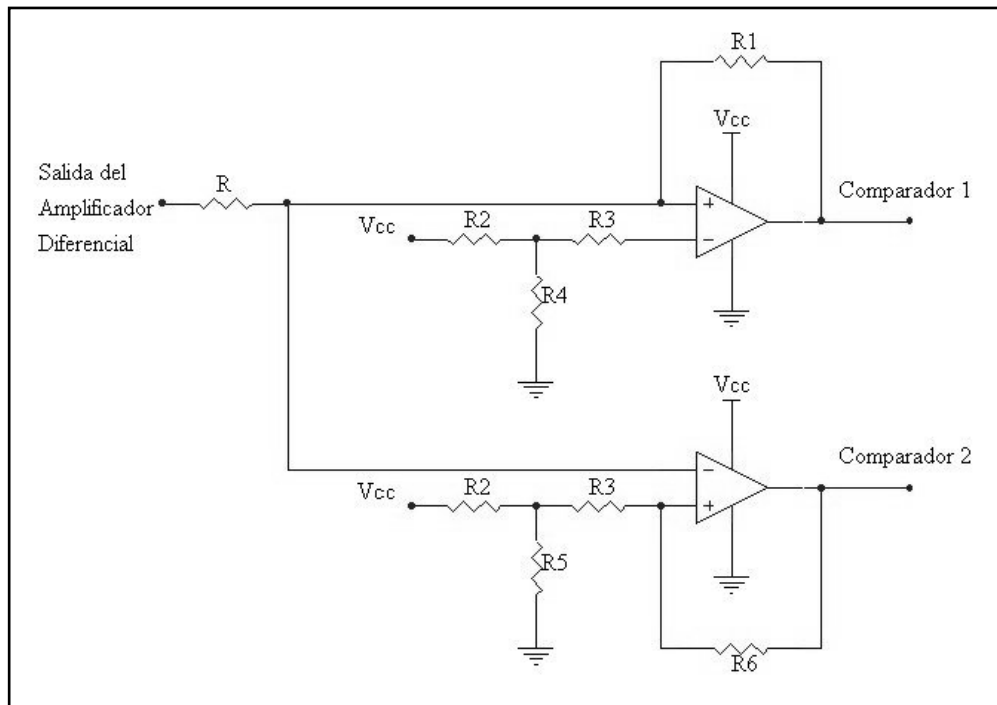


Figura 3.16. Comparadores de histéresis.

Comparador 1	Comparador 2
Apagado	Apagado
Apagado	Encendido
Encendido	Apagado

Tabla 3.5. Posibles estados de los comparadores.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

El circuito mostrado en la figura 3.17 ilustra la forma en que se hace la activación de los relevadores. Como una condición de seguridad, si el colector ha alcanzado una posición angular límite, se inhabilita el relevador correspondiente por medio de un interruptor magnético (normalmente cerrado) montado en la estructura de rotación de los colectores.

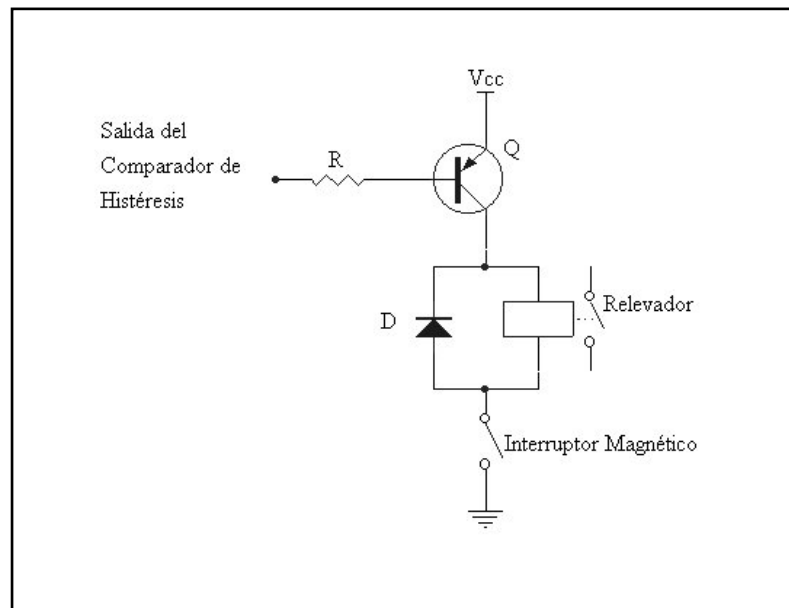


Figura 3.17. Activación del relevador.

Como se observa, el interruptor magnético permite la polarización de la bobina del relevador y por lo tanto limita el giro del módulo cuando éste ha alcanzado una posición determinada.

Los circuitos electrónicos descritos en los párrafos anteriores se integraron en una tarjeta de circuito impreso, provista de borneras para la conexión de los cables que conducen las señales de entrada y salida. Dicha tarjeta, mostrada en la figura 3.18, se instala dentro de un gabinete metálico en la base del soporte central de la estructura fija de los módulos concentradores.

Dado que es posible utilizar diferentes tipos y tamaños de motores en aplicaciones de canal parabólico, el módulo de control queda completado con un relevador capaz de manejar una mayor potencia, el cual es activado por medio de los relevadores anteriormente mencionados. El circuito utilizado se muestra en la figura 3.19.

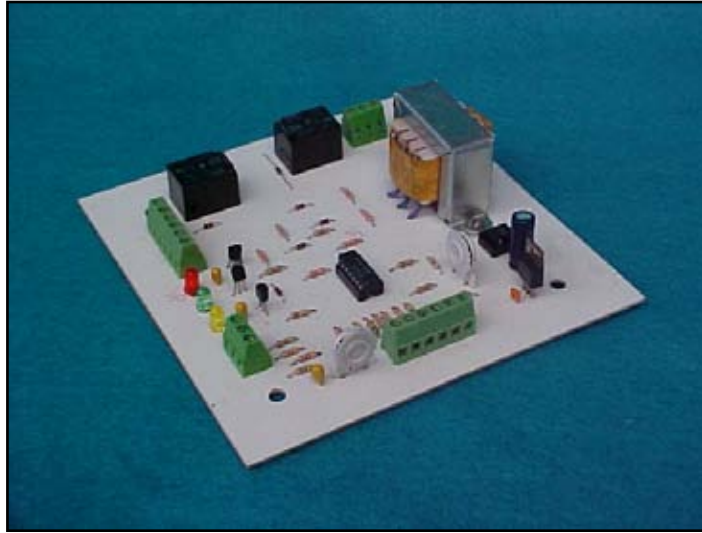


Figura 3.18. Tarjeta del seguidor de Sol.

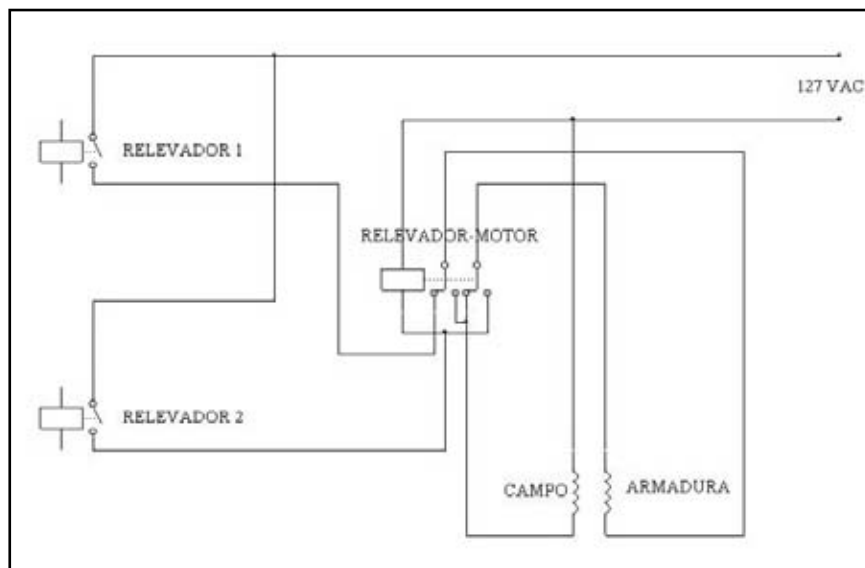


Figura 3.19. Activación del relevador del motor.

El flujo de la electricidad se esquematiza en las figuras 3.20 y 3.21, para los casos en los que se activan, alternadamente, los relevadores 1 y 2. Se observa que al activarse el relevador 1, la bobina del relevador que controla el motor no se energiza y los interruptores permanecen en sus estados normales; al activarse el relevador 2, la bobina sí se energiza y se produce una conmutación del estado de estos interruptores, con lo que cambia el sentido de la polarización de la armadura y por lo tanto el sentido de giro del eje del motor.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

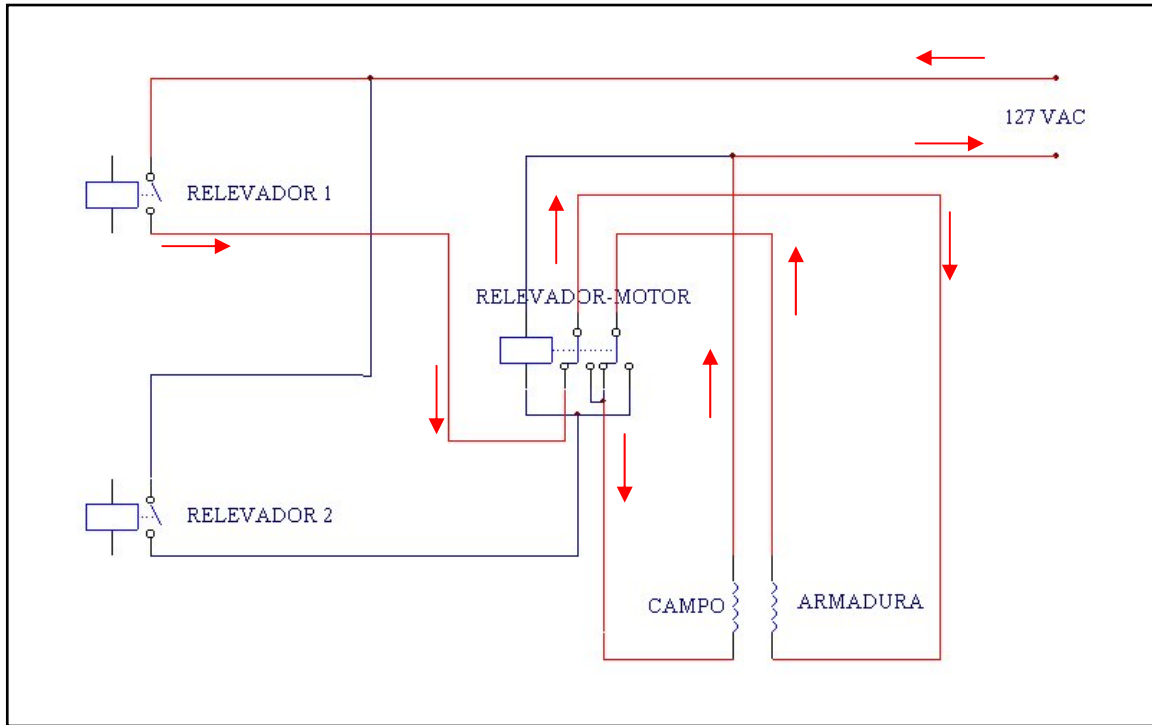


Figura 3.20. Activación del relevador 1.

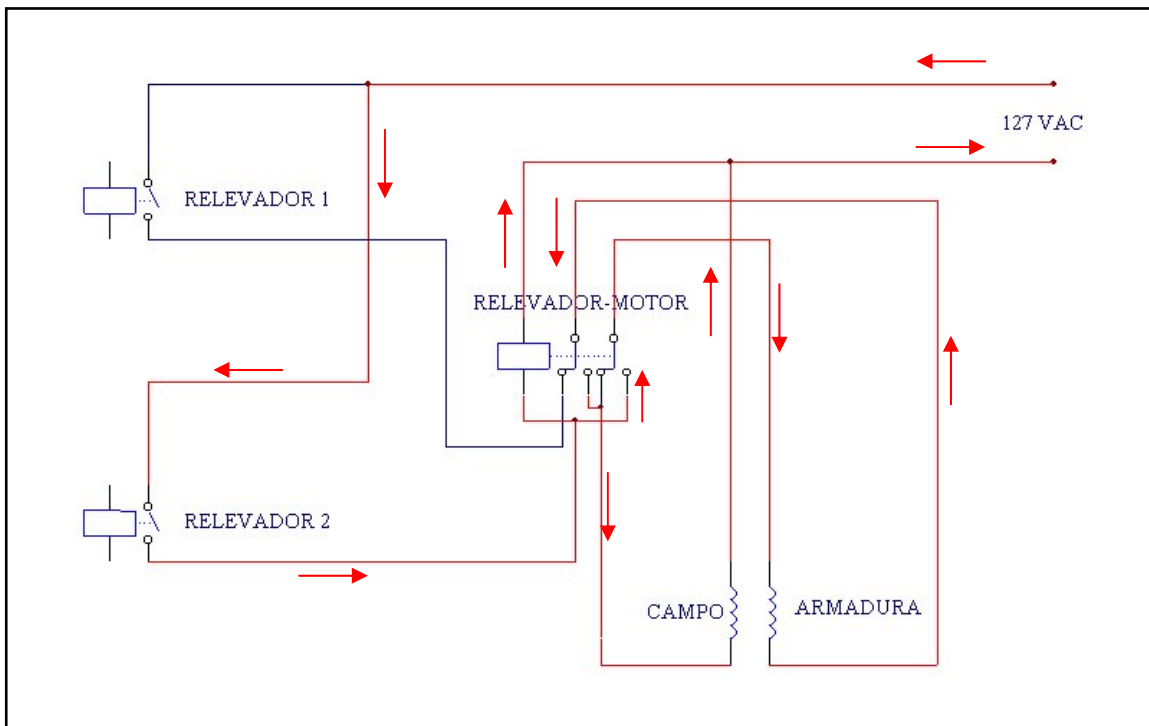


Figura 3.21. Activación del relevador 2.

El motor activado por el módulo de control es un motor de engranajes reductores de AC/DC, de ángulo recto, mostrado en la figura 3.22. Este motor mueve a su vez un mecanismo de tornillo sin fin que transmite el movimiento al soporte de los concentradores, mediante una tuerca fija a este soporte y otra tuerca fija a la estructura del poste central de la estructura.



Figura 3.22. Motor de engranajes reductores.

Para mover los paneles, independientemente de la intensidad de luz, se cuenta con un interruptor de tres posiciones. En su posición neutral, este interruptor permite el funcionamiento automático, pero en sus otras dos posiciones, puede actuar sobre la señal de entrada al resistor R de la figura 3.16, forzando un nivel de voltaje de 0 V o de 12 V, permitiendo una rotación hacia el sur o hacia el norte.

Toda la electrónica del módulo de control opera con una alimentación de 12 VDC, los cuales se obtienen de una fuente regulada integrada a la misma tarjeta de circuito impreso. La configuración de una fuente de voltaje inicia con un voltaje de AC, obtenido de la red de alimentación, y que mediante un transformador se reduce a un nivel manejable por el resto de las etapas. A continuación se obtiene el voltaje de DC estable y deseado, rectificando el voltaje de AC, filtrando y, por último, regulando. La regulación se obtiene mediante un circuito integrado regulador, que toma un voltaje y proporciona un voltaje un poco inferior que permanece constante aunque el voltaje de entrada varíe o la carga conectada a la salida cambie.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

En la figura 3.23 se muestra el circuito que conforma la fuente de voltaje.

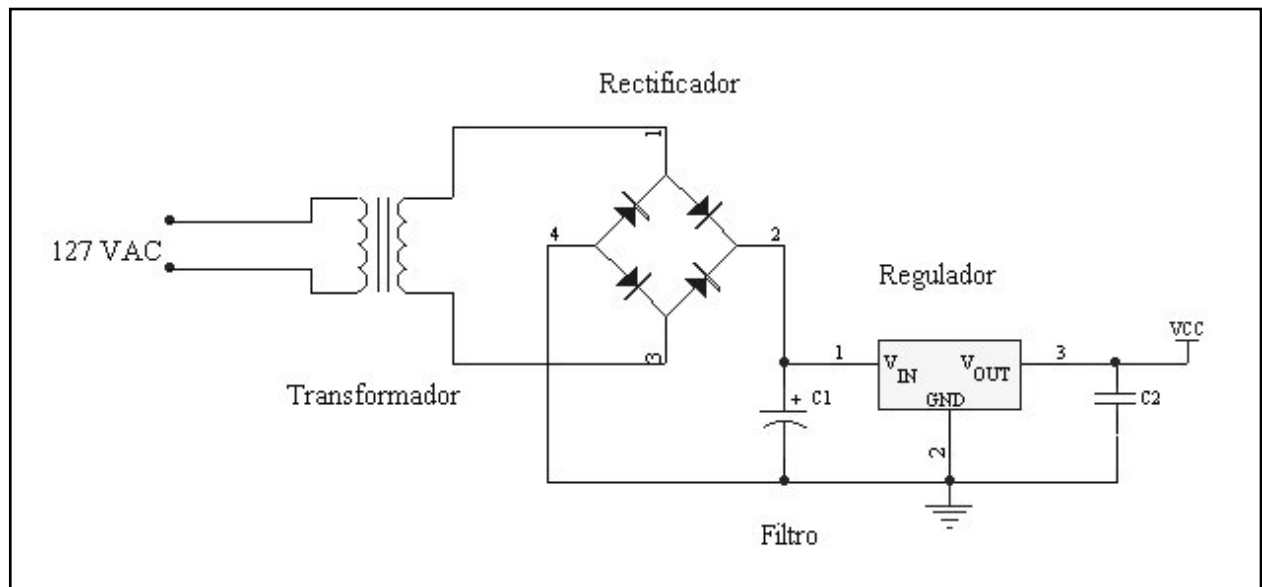


Figura 3.23. Fuente de voltaje.

El control del sistema de seguimiento del Sol se deberá integrar al programa de monitoreo de la Planta Solar, de tal forma que sea posible una activación remota de los seguidores. Lo anterior puede lograrse por medio de señales lógicas (encendido/apagado) enviadas por la tarjeta de adquisición de datos.

El circuito para lograr el fin mencionado anteriormente permite el control remoto de las funciones Automático/Manual y rotación hacia el Norte/Sur de los módulos para el seguimiento solar. Para cada función se cuenta con una sola señal de activación, la cual es general para los ocho módulos, que una vez habilitados pueden ser puestos en funcionamiento autónomo (guiados por la luz solar), o manual (para permitir el desajuste del punto de enfoque). En el modo manual, se puede elegir un movimiento rotacional dirigido hacia el norte o hacia el sur de la instalación.

En la figura 3.24 se ilustra el circuito de activación de relevadores. La figura 3.24 corresponde al circuito de Encendido/Apagado, y la figura 3.25 al circuito de modo Automático/Manual y sentido de rotación Norte/Sur.

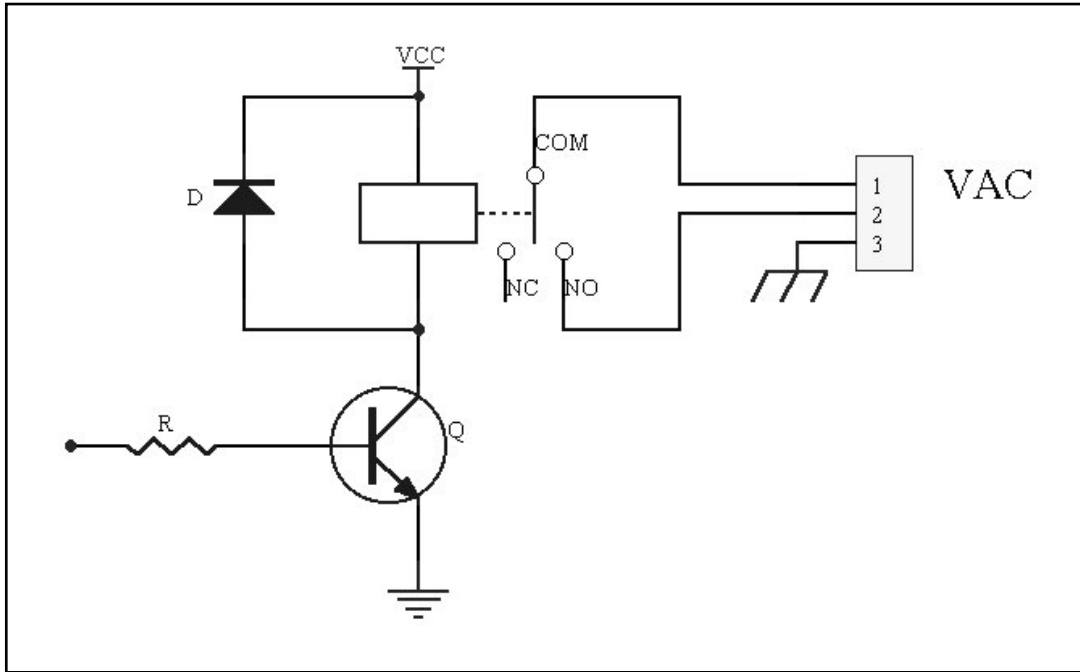


Figura 3.24. Circuito de Encendido/Apagado.

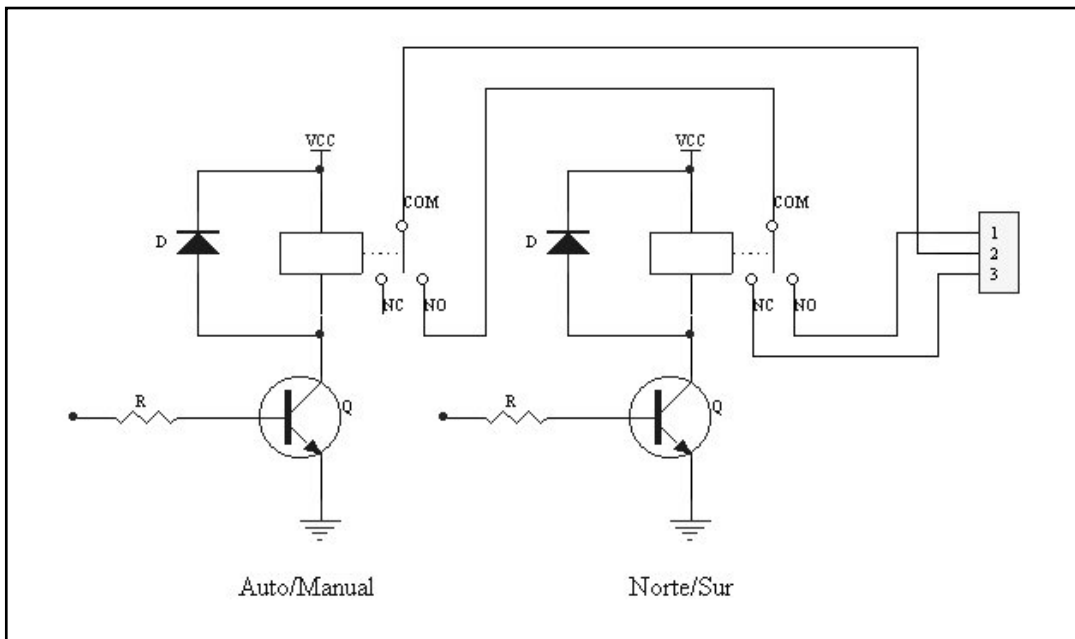


Figura 3.25. Modo y sentido de rotación.

En el Apéndice C se muestra el diagrama esquemático completo de la electrónica del seguidor de sol.

Posición angular de los colectores solares

Uno de los aspectos que se evalúan en un sistema GDV es la orientación de los colectores, ya que esto ha de considerarse en el desarrollo de aplicaciones que tienen como objetivo una utilidad práctica o comercial. La orientación de un módulo de colectores del tipo cilíndrico-parabólico se define como la orientación de su eje de rotación, como se ilustra en la figura 3.26.

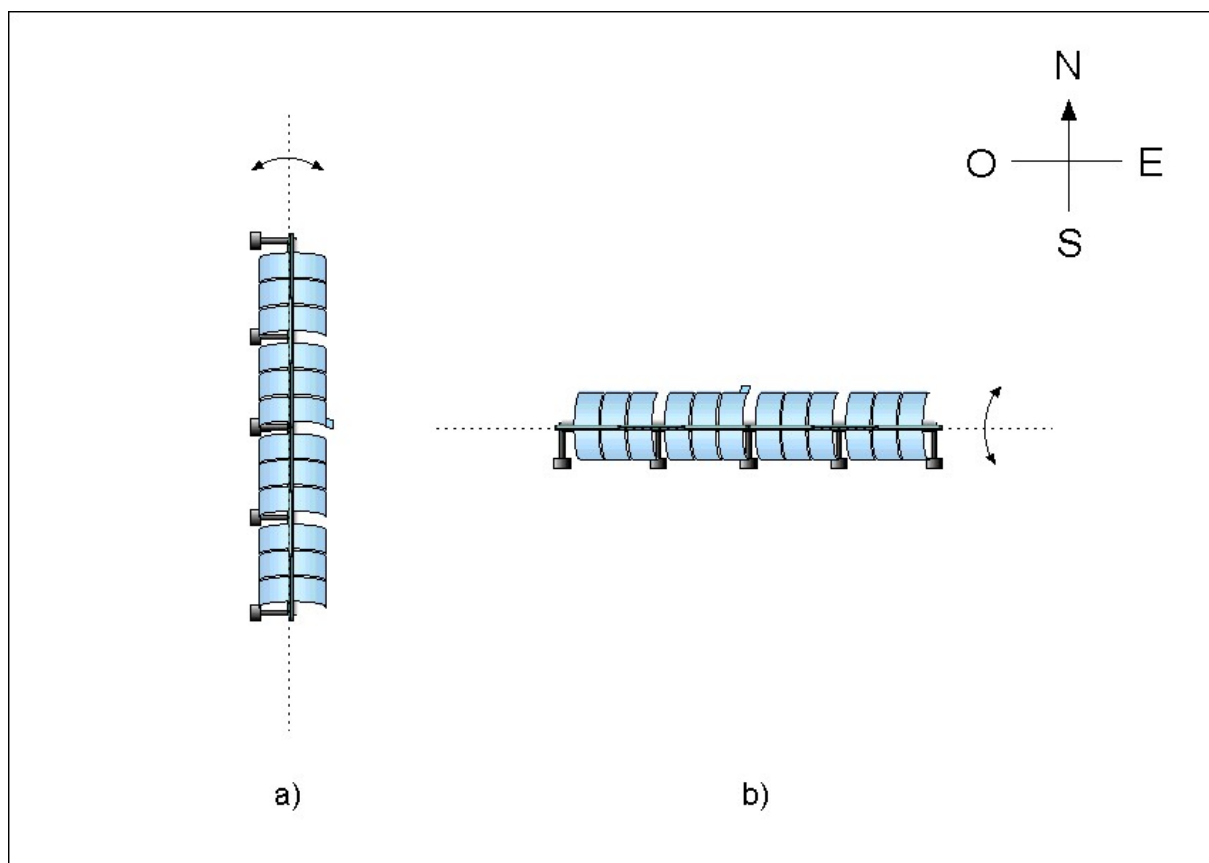


Figura 3.26. a) Orientación Norte-Sur; b) Orientación Este-Oeste.

Si se desea una mayor absorción promedio de energía durante el año, pero con una absorción menor en invierno que durante verano, la orientación adecuada es la Norte-Sur. Si se desea una absorción térmica similar durante todas las estaciones del año, la orientación adecuada es la Este-Oeste

Una de las diferencias en el desempeño de sistemas con distinta orientación es la del ángulo de seguimiento de los colectores, por lo que es importante contar con los datos correspondientes a dicha variable. Por convención, al ángulo de seguimiento de un colector se le define como 0° cuando la apertura de éste se encuentra horizontalmente hacia arriba. Adicionalmente, un ángulo de seguimiento negativo para una orientación Norte/Sur indica que el colector se encuentra de frente al Oeste, mientras que un ángulo negativo para una orientación Este/Oeste indica que el colector se encuentra de frente al Sur. Los ángulos de seguimiento pueden ser definidos de manera similar para orientaciones distintas. En la Planta Solar del Instituto los colectores presentan una orientación Este/Oeste.

Una manera muy sencilla de monitorear y registrar la posición angular de los colectores es acoplando un transductor potenciométrico, mostrado en la figura 3.27, al eje de rotación del módulo. La idea básica es aplicar un voltaje de corriente directa en los extremos del potenciómetro, de manera que el cambio en la posición angular de su cursor ocasione un cambio en el voltaje de salida medido. Tomando como base las mediciones hechas con un GPS portátil, se considera que las variaciones angulares entre los 8 módulos instalados en la Planta son despreciables, por lo que se coloca, en uno solo de los módulos, un transductor potenciométrico, cuyo valor nominal es de $10\text{ k}\Omega$, y se asume que el movimiento de todos ellos es uniforme. La tabla 3.6 muestra algunos valores de voltaje contra ángulo obtenidos y en la figura 3.28 se muestra la curva correspondiente.

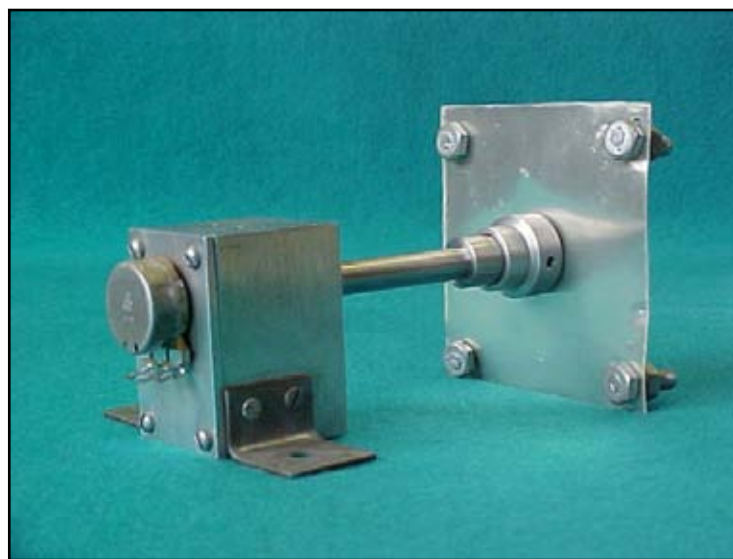


Figura 3.27. Transductor de posición angular.

Angulo [°]	Salida [V]
-90	3.48
-45	5.28
0	7.63

Tabla 3.6. Datos de calibración de la posición angular.

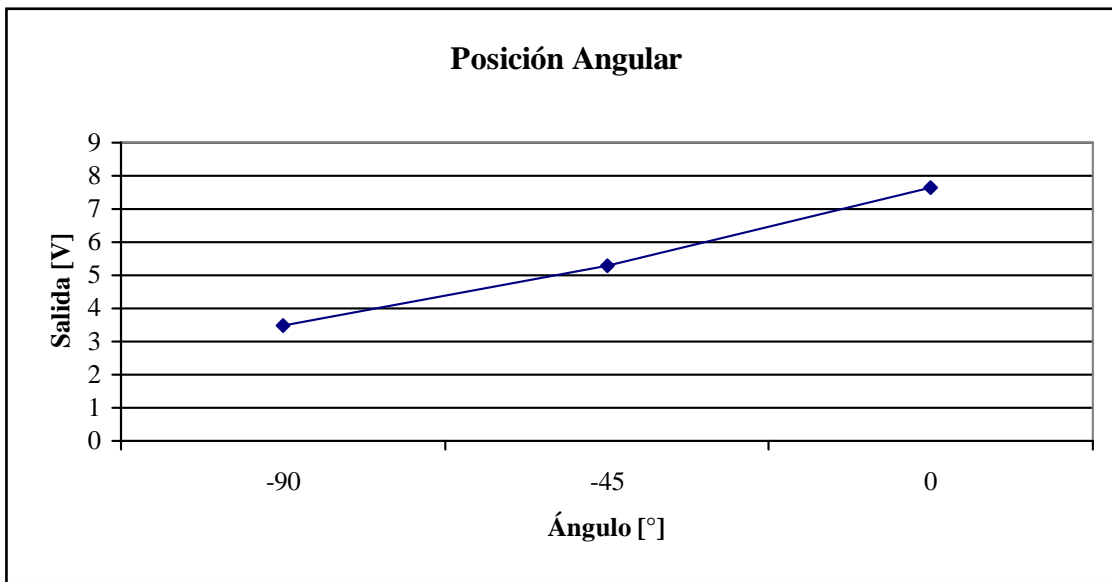


Figura 3.28. Curva de calibración para la posición angular.

La tabla 3.6 muestra únicamente tres valores, los únicos que pueden ser medidos con exactitud en los colectores, mediante el uso de un nivel magnético de gota montado en la estructura giratoria, como se muestra en la figura 3.29.

A partir de los datos mostrados en la tabla 3.6 se genera, mediante una regresión lineal, el modelo matemático que describe el comportamiento real del potenciómetro, expresado en la ecuación 3.7.

$$V = 7.63 + 0.0583 [\text{ángulo}] + 0.00014 [\text{ángulo}]^2 \quad (3.7)$$

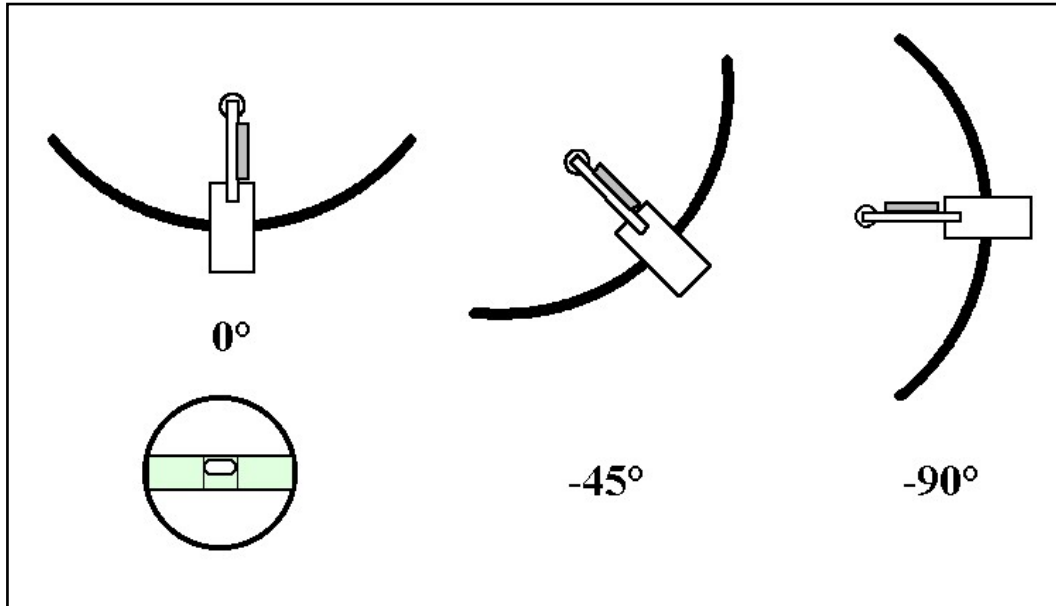


Figura 3.29. Medición del ángulo de los colectores.

Por otra parte, el requerimiento de programación es el de establecer una ecuación que proporcione un valor de la posición angular, en grados, como función del voltaje de entrada, medido por el sistema de adquisición de datos. Haciendo uso nuevamente de los datos de la tabla 3.6 y por medio de una regresión lineal se obtiene dicha ecuación.

$$\text{Ángulo} = -202.906 + 37.351 V - 1.41 V^2 \quad (3.8)$$

Los datos obtenidos mediante la ecuación 3.8 se muestran en la tabla 3.7.

Entrada [V]	Ángulo [°]
3.48	-90.0001
5.28	-45.0012
7.63	-0.0037

Tabla 3.7. Datos del modelo matemático.

La curva obtenida experimentalmente, contrastada con la obtenida por medio del modelo de la ecuación 3.8, se muestra en la figura 3.30.

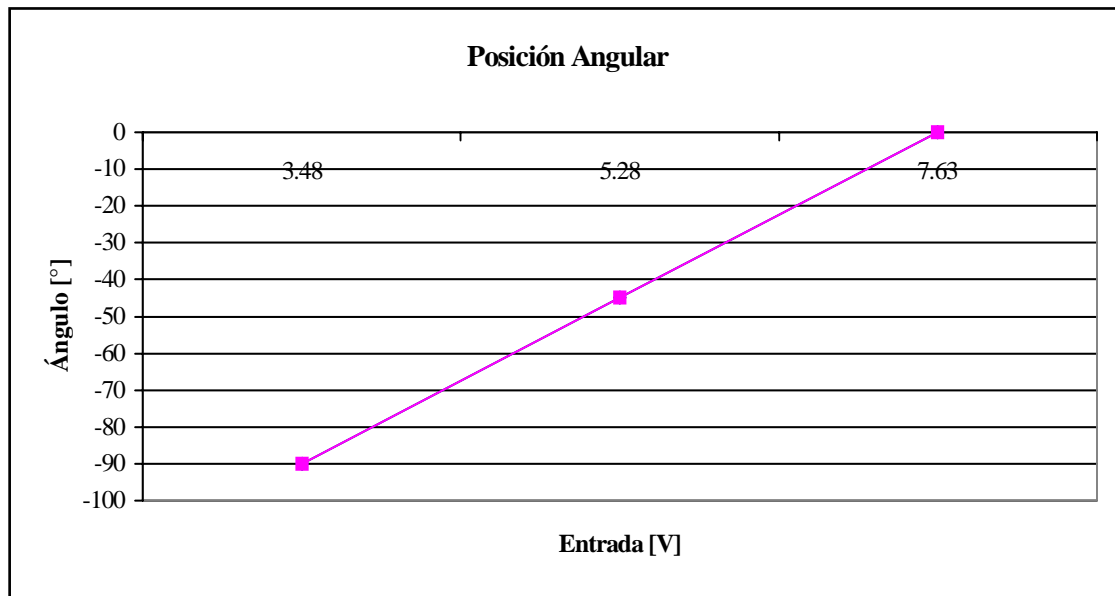


Figura 3.30. Curvas de posición angular de los colectores.

Numéricamente, la diferencia entre los valores experimentales y los teóricos es despreciable; gráficamente, se observa una superposición de ambas curvas, aunado a que los requerimientos de medición de la posición angular de los colectores se ubican dentro del intervalo considerado de -90° a 0° , por lo que se otorga validez al modelo obtenido.

3.2.3. Medición de presión

La medición de la presión es considerada la variable básica de proceso, ya que ésta es utilizada para la medición de flujo (diferencia entre dos presiones), nivel (presión inferior o superior) e incluso temperatura (presión del fluido en un sistema térmico lleno). Todos los sistemas de medición de presión consisten de dos partes básicas: un elemento primario, el cual interactúa, directa o indirectamente, con el medio al que se mide la presión; y un elemento secundario, que traduce esta interacción en los valores apropiados para su uso en indicación, registro y/o control.

Para la medición de la presión, los métodos mecánicos han sido conocidos durante mucho tiempo. Los manómetros de tubo en U se encuentran entre los primeros indicadores de presión. Pero

los manómetros son grandes, voluminosos y no aptos para su integración en sistemas de adquisición de datos y/o lazos de control automático. Por lo tanto, los manómetros se encuentran usualmente en el laboratorio o son usados como indicadores locales. En los casos en que se requiere indicación o registro de presión, en una ubicación remota del elemento primario, se utiliza un transmisor de presión, de tipo neumático o electrónico.

En la instrumentación de la Planta Solar, resulta de mayor funcionalidad utilizar un medidor de presión que proporcione como señal de salida una variable eléctrica, debido a las posibilidades que hay para su transmisión, adquisición y procesamiento, por lo que la opción elegida es un transmisor de presión electrónico. Efectuada esta selección, el siguiente paso es definir las características con las cuales el instrumento ha de contar para satisfacer los requerimientos de operación del proceso.

Existen dos aspectos principales en la definición del instrumento adecuado: el fluido de trabajo y el elemento físico en que ha de ser instalado. En cuanto al fluido de trabajo, se tiene que éste es agua suave, libre de sólidos, en sus fases líquida y gaseosa. El agua es un agente de oxidación, lo que deberá considerarse en la elección del material del instrumento, sin embargo, el factor más importante a considerar es la temperatura que el fluido alcanza.

En la entrada del circuito de inyección directa, donde se tiene agua en estado líquido, la máxima temperatura será la de ebullición, que en la Ciudad de México se ubica alrededor de los 94°C. En los puntos intermedios y a la salida del circuito, donde ya se encuentra el agua en su estado gaseoso, la temperatura puede ubicarse en el intervalo de entre 94°C y 210°C, dependiendo del tipo de prueba que se realice. De esto último también depende la magnitud de la presión que pudiera presentarse en el proceso, que se ubica en el intervalo de entre 1 y 14 bar.

El otro aspecto mencionado, el elemento físico en que el instrumento ha de instalarse, implica el tipo de conexión al proceso con el que debe contar el cuerpo del transmisor. En la Planta Solar se necesita la medición de presión en el interior de una tubería de 1" de diámetro interno, colocada en posición horizontal.

Existen múltiples opciones disponibles en el mercado que satisfacen los requerimientos

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

establecidos. Sin embargo, existen también dos limitantes que reducen tales opciones: el costo y la disponibilidad de soporte técnico en la localidad de la instalación, ya que la totalidad de los productos existentes son de importación y el número de distribuidores es muy reducido.

Para la medición de presión en la Planta Solar, hubo de considerarse la posibilidad de utilizar dos transductores como el que se muestra en la figura 3.31, con los que ya contaba el Instituto. Una de las características sobresalientes de dichos transductores es su capacidad para realizar la medición de presión, mediante un diafragma de acero inoxidable, y la de temperatura, mediante un termopar, simultáneamente.



Figura 3.31. Transductor de presión y temperatura.

En cuanto a su característica de medición de presión, los transductores cumplen con un rango de medición de hasta 35 bars, su conexión al proceso se hace por medio de una cuerda estándar de 1/2" y a través de un módulo acondicionador, provee una señal de 4-20 mA. Sin embargo, no están especificados para ser utilizados en aplicaciones con vapor, por lo que su utilidad práctica tuvo que ser evaluada, conectándolos directamente en la línea de generación de vapor y comparando sus indicaciones de presión con las lecturas de un manómetro analógico. A través de dicha evaluación, se observó una gran inestabilidad en las mediciones.

Por lo anterior, se decidió realizar la selección de nuevos dispositivos para la medición de presión. El transmisor de presión elegido, del cual se van a utilizar 2, se muestra en la figura 3.32.



Figura 3.32. Transmisor de presión.

Las características principales del transmisor de presión son:

- Sensor cerámico.
- Rango de presión manométrica desde 10 mbars hasta 40 bars.
- Conexión a proceso por medio de rosca con una medida de 1/2".
- Temperatura de proceso desde -40°C hasta 100 °C.
- Señal eléctrica de salida de 4-20 mA.
- Recomendado para aplicaciones con líquidos limpios, gases y vapor.

De las características del transmisor resalta la correspondiente a la temperatura de proceso. Dicha característica resulta inadecuada para el manejo del fluido en estado gaseoso, de acuerdo con el intervalo esperado de temperaturas. Por tal razón, se adaptó al transmisor de presión un sello químico, como se puede ver en la figura 3.33, en la base del transmisor.



Figura 3.33. Transmisor con sello químico.

El sello químico aísla al elemento sensor del fluido de trabajo por medio de un diafragma. El espacio entre dicho diafragma y el sensor se rellena con un fluido no corrosivo, de baja viscosidad y baja expansión térmica. En este caso se hace uso de un aceite de silicio.

Para acondicionar la señal eléctrica proveniente del transmisor se utilizó un convertidor de corriente a voltaje. Se diseñó el circuito apropiado para obtener un voltaje de entre 0 y 10 V, de acuerdo con las características de la tarjeta de adquisición de datos, a partir de una señal de entre 4 y 20 mA. Un esquema simplificado de tal circuito se muestra en la figura 3.34.

Como se observa, el circuito consta de un resistor, R1, en serie con el lazo de 4-20 mA. En dicho resistor se mide una diferencia de potencial que es proporcional a la intensidad de corriente que circula por el lazo. Tanto R1 como R5 del circuito no inversor se ajustan para obtener el intervalo de salida de 0-10 V, a partir de la señal de entrada de 4-20 mA. El resistor R6 se utiliza para ajustar el *offset* de voltaje de la señal.

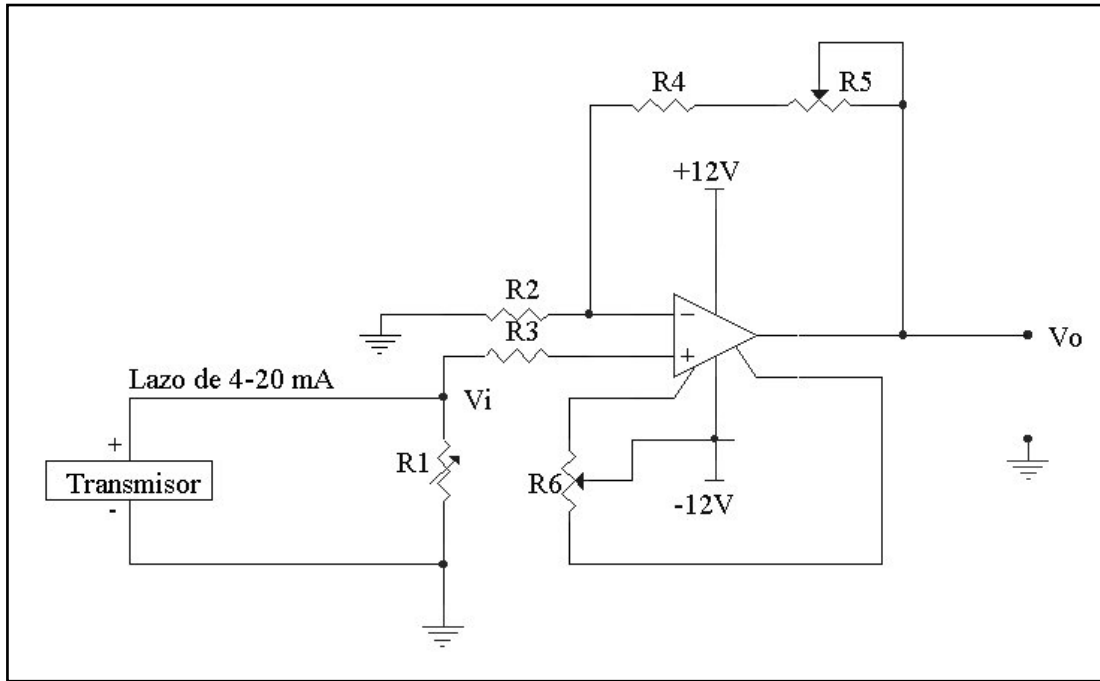


Figura 3.34. Conversor de corriente a voltaje.

Una de las características del transmisor de presión utilizado es la del ajuste en el rango de medición, pudiendo ser posible reducir éste a un tercio, un sexto o un décimo del rango total. Por lo tanto, partiendo del rango total de instrumento, que es de 40 bars, es posible ajustar éste a 13.33, 6.66 ó 4 bars. El valor más conveniente de ajuste para el tipo de pruebas que se realizan en la Planta Solar es el de 13.33 bar, por lo que se considera tal valor para la interpretación de la señal eléctrica a su equivalente en unidades de presión, de acuerdo con las tablas de calibración proporcionadas por el fabricante.

En la Planta Solar se utilizan dos instrumentos de medición de presión del mismo tipo. La tabla de calibración para cada uno de ellos, así como la ecuación correspondiente se presentan a continuación.

- a) Transmisor A. En la tabla 3.8 se muestran los valores de corriente correspondientes a los porcentajes mostrados del rango total de medición (40 bars).

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

%	Presión [bars]	Salida [A]
0	0.00	4.001×10^{-3}
25	10.00	7.998×10^{-3}
50	19.91	11.966×10^{-3}
74	29.68	15.870×10^{-3}
100	40.01	20.004×10^{-3}

Tabla 3.8. Tabla de calibración del transmisor A.

De la tabla 3.8 se obtiene el modelo para evaluar la presión a partir del valor de la corriente.

$$P = 2500I - 10 \text{ [bar]} \quad (3.9)$$

b) Transmisor B. En la tabla 3.9 se muestran los valores de corriente correspondientes a los porcentajes mostrados del rango total de medición (40 bars).

%	Presión [bars]	Salida [A]
0	-0.01	3.998×10^{-3}
25	9.98	7.991×10^{-3}
50	19.90	11.960×10^{-3}
74	29.67	15.867×10^{-3}
100	40.00	19.998×10^{-3}

Tabla 3.9. Tabla de calibración del transmisor B.

De la tabla 3.9 se obtiene el modelo para evaluar la presión a partir del valor de la corriente.

$$P = 2500I - 10 \text{ [bar]} \quad (3.10)$$

Considerando que el acondicionador de señal realiza una conversión de corriente a voltaje, que es la señal que se adquiere, resulta de mayor utilidad expresar el valor de presión en función de un valor de voltaje. Del circuito mostrado en la figura 3.34 y de acuerdo con la ley de Ohm,

$$V_i = IR_1 \quad (3.11)$$

Además, el valor de V_o como una función de la ganancia del amplificador no inversor y del valor de V_i es:

$$V_o = \left(1 + \frac{R_4 + R_5}{R_2}\right) V_i \quad (3.12)$$

Asignando valores a los resistores que intervienen en la ecuación 3.12: $R_4 = 1 \text{ k}\Omega$, $R_5 = 0$ (potenciómetro ajustado al mínimo), $R_2 = 10 \text{ k}\Omega$, la ecuación resultante es:

$$V_o = 1.1 V_i \quad (3.13)$$

V_o es el voltaje de entrada a la tarjeta de adquisición de datos, y como el voltaje máximo que ésta puede manejar es de 10 V, entonces V_i queda limitado a 9 V, en el caso en que la magnitud de presión sea máxima (40 bars), lo que corresponderá a una señal de corriente, también máxima, de 20 mA. Considerando lo anterior y despejando a R_1 de la ecuación 3.11, el valor de la resistencia R_1 a utilizar es de:

$$R_1 = \frac{V_i}{I} = \frac{9[V]}{20[mA]} = 450 \text{ } [\Omega] \quad (3.14)$$

Por lo tanto, de la ecuación 3.11, el valor de V_i mínimo es:

$$V_i = (450[\Omega])(4[mA]) = 1.8 \text{ } [V] \quad (3.15)$$

Con el consecuente valor V_o de 1.98 V.

Ahora, despejando a I de la ecuación 3.11 se tiene que,

$$I = \frac{V_i}{R_1} = \frac{V_i}{450} \quad (3.16)$$

y de la ecuación 3.13,

$$V_i = \frac{V_o}{1.1} \quad (3.17)$$

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

De las ecuaciones 3.16 y 3.17, la corriente I queda definida por:

$$I = \frac{V_o}{495} \quad (3.18)$$

Por lo que al sustituir la ecuación 3.8 en la ecuación 3.9 o en la ecuación 3.10, se obtiene la relación entre la presión medida y el voltaje V_o a la entrada de la tarjeta de adquisición de datos. De esta manera se establece la ecuación que se programa para desplegar en pantalla los valores de presión correspondientes a los valores de voltaje leídos, ésta es la ecuación 3.19.

$$P = \frac{V_o}{495} 2500 - 10 = 5.05V_o - 10 \quad [bar] \quad (3.19)$$

Por otra parte, si el rango de medición se reduce a un tercio, como es conveniente por el intervalo de presión que se presenta en el proceso, entonces la ecuación correspondiente es, para ambos transmisores,

$$P = 1.683V - 3.333 \quad [bar] \quad (3.20)$$

La ecuación 3.20 es la ecuación que se programa para el despliegue y registro de la presión.

3.2.4. Medición de temperatura

La medición de la temperatura constituye uno de los aspectos más importantes que se efectúan en el proceso de conversión de energía. Los dispositivos de medición de temperatura más comúnmente utilizados son:

- a) el detector resistivo de temperatura (RTD, *Resistance Temperature Detector*),
- b) el termopar,
- c) el termistor,
- d) el sensor de circuito integrado.

a) Detector resistivo de temperatura

Con un RTD se mide la temperatura a partir del cambio en la resistencia eléctrica de materiales específicos. Debido a sus características y desempeño, el RTD más popular se construye de platino, con una resistencia de 100 ó 1000 Ω , el cuál se encuentra entre los dispositivos para la de medición de temperatura más exactos, precisos y estables. Aunque no es el tipo de sensor más económico, se encuentra disponible en distintas configuraciones para las más variadas aplicaciones: medición de temperatura en interiores o exteriores, en fluidos a bajas o altas temperaturas, para agua o aire, etc.

Dependiendo de la aplicación, se utilizan RTDs de dos, tres o cuatro alambres, lo cual queda definido por la exactitud requerida y la distancia entre el RTD y el dispositivo de adquisición de datos. Los RTDs de cuatro alambres ofrecen las características requeridas en aplicaciones de alta precisión y exactitud. Los RTDs de tres alambres son muy útiles en aplicaciones dentro de un ambiente en el que puedan encontrarse condiciones de alteraciones térmicas o ruido eléctrico. Los RTDs de dos alambres deben ser calibrados en el espacio donde se instalan y no han de ser expuestos a factores ambientales que alteren su medición. La instalación de los RTDs es relativamente simple, ya que existen numerosos dispositivos de conexión directa que cuentan con las características apropiadas para el acondicionamiento de señal del sensor.

b) Termopar

El termopar consiste de dos alambres de metales distintos, unidos en uno de sus extremos, lo que provoca una pequeña diferencia de potencial entre los extremos que permanecen separados. La magnitud de dicha diferencia de potencial depende de la temperatura que se presenta en la unión. Los termopares se encuentran disponibles en diferentes combinaciones de metales, cada uno de los cuales cubre un rango distinto de temperaturas y se identifica por letras; por ejemplo, se tienen termopares tipos J, K, T o E.

En general, los termopares son utilizados cuando se requiere una medición exacta, aunque su mayor desventaja es una señal de salida muy pequeña y débil, lo que los hace altamente sensibles al ruido

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

eléctrico. Los acondicionadores de señal deben incluir etapas de filtración, amplificación y linealización.

c) Termistor

El termistor es un sensor que generalmente está construido teniendo como base el óxido de manganeso, níquel o cobalto. Su principio de operación es, al igual que el del RTD, el de un cambio en su resistencia como función del cambio de temperatura medida. Una de las principales diferencias entre el termistor y el RTD es que el termistor tiene un cambio de resistencia proporcionalmente mayor. Por otra parte, su relación temperatura-resistencia es altamente no lineal, no es un dispositivo robusto y requiere el uso de filtrado.

d) Sensor de circuito integrado

Este tipo de sensores se fabrica con materiales semiconductores, en encapsulados idénticos a los de ciertos tipos de circuitos integrados. Sus principales características son un bajo costo, una alta linealidad y un rango limitado de medición de temperatura.

La tabla 3.10 muestra una comparación entre las ventajas y desventajas de cada uno de los dispositivos presentados. En ella se agregan algunos datos a la información anteriormente expuesta.

En el caso de la Planta Solar, los dos aspectos determinantes en la elección del dispositivo a utilizar son: su rango de medición (como se ha establecido previamente, la temperatura máxima esperada es de 220°C) y su instalación en una tubería horizontal de 1" de diámetro. Dado que, de inicio, no es posible insertar un termistor o un circuito integrado a la línea del proceso, las opciones se reducen a la utilización de un RTD o de un termopar.

Por otra parte, como la medición de temperatura se lleva a cabo tanto a la entrada como a la salida del ciclo, en contacto con líquido y con vapor, en un proceso dinámico, la estabilidad del RTD y sus requerimientos de acondicionamiento proporcionan mayores ventajas frente al termopar, que requiere una compensación de unión fría y presenta un mayor no-linealidad.

	RTD	Termopar	Termistor	Circuito Integrado
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Más estable Más exacto Más lineal que un termopar 	<ul style="list-style-type: none"> No requiere alimentación eléctrica externa Robusto Económico Amplia variedad Amplio rango de temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> Mayor intervalo de salida Rápido 	<ul style="list-style-type: none"> Lineal Mayor intervalo de salida Económico
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Caro Requiere alimentación eléctrica externa Propenso al auto-calentamiento 	<ul style="list-style-type: none"> No lineal Intervalo de salida muy reducido Requiere de una referencia Menos estable 	<ul style="list-style-type: none"> No lineal Rango limitado de temperatura Frágil Requiere alimentación eléctrica externa Propenso al auto-calentamiento 	<ul style="list-style-type: none"> $T < 200\text{ }^{\circ}\text{C}$ Requiere alimentación eléctrica externa Lento Propenso al auto-calentamiento

Tabla 3.10. Características de los sensores de temperatura.

No obstante, como se describió en la sección anterior, se contempló la posibilidad de utilizar los transductores combinados de presión y temperatura.

Al igual que para la medición de presión, el transductor de temperatura se sometió a diversas pruebas en la línea de generación de vapor, para evaluar su desempeño en las condiciones normales de operación. Como se ha establecido previamente, las temperaturas que se presentan en el proceso alcanzan magnitudes de 94 °C en la fase líquida del fluido de trabajo y de hasta 220 °C en su fase gaseosa. El umbral mínimo corresponde al de la temperatura del agua almacenada inicialmente en el condensador, que se ubica alrededor de los 14 °C.

El mayor inconveniente observado fue, nuevamente, la inestabilidad de las mediciones, siendo éstas comparadas con las lecturas de termómetros bimetalicos analógicos. Se decidió elegir transductores de propósito específico y con un principio físico distinto.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Las características principales de los sensores de temperatura seleccionados, RTDs, como el que se muestra en la figura 3.35, son:

- Composición de platino, con una resistencia de $100\ \Omega$ a $0\ ^\circ\text{C}$ (Pt100).
- Configuración de tres alambres.
- Rango de medición de 0 a $220\ ^\circ\text{C}$.
- Conexión a proceso por medio de rosca con una medida de $1/2"$.



Figura 3.35. Sensor de temperatura.

Al variar la temperatura en el proceso, varía la resistencia del sensor. Al recibir éste una corriente de alimentación, refleja la variación de temperatura como una variación de voltaje, que es acondicionada para su transmisión como una señal de corriente de entre 4 y $20\ \text{mA}$ por un transmisor digital. El transmisor se coloca dentro de la cabeza, compuesta de aluminio, que se puede observar en la figura 3.35. La figura 3.36 muestra el interior de dicha cabeza y la figura 3.37 muestra el transmisor digital utilizado.



Figura 3.36. Interior de la cabeza del sensor.



Figura 3.37. Transmisor digital de temperatura.

Los tres alambres del sensor se conectan al transmisor, que a partir de la señal recibida establece un lazo de 4-20 mA con el sistema de adquisición de datos. La manera en que se calibra el sensor para la medición de temperatura es, a grandes rasgos, la siguiente:

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

- 1) Una vez hecha la conexión entre sensor, transmisor y fuente de alimentación, se somete el sensor a la temperatura mínima, correspondiente a una señal de 4 mA. Dicha temperatura se establece con base en las magnitudes de temperatura esperadas en el proceso.
- 2) Se programa el transmisor presionando el botón con el que éste cuenta.
- 3) Se somete el sensor a la temperatura máxima, correspondiente a una señal de 20 mA. Dicha temperatura se establece con base en las magnitudes de temperatura esperadas en el proceso.
- 4) Se presiona de nuevo el botón de programación del transmisor.

De esta forma queda establecido un intervalo de salida de 4 a 20 mA, correspondiente al intervalo de temperatura del proceso, pero como en el caso de los transmisores de presión, la señal de corriente debe ser acondicionada para proporcionar una señal de voltaje a la tarjeta de adquisición de datos. El circuito acondicionador de señal es el mismo que se muestra en la figura 3.30. En éste caso sólo es necesario definir los valores de los diferentes componentes resistivos para establecer un intervalo de entre 0 y 10 V para el intervalo de corriente de 4-20 mA.

A continuación se muestran las tablas de calibración de los dos distintos sensores de temperatura utilizados, así como el modelo obtenido para caracterizar a cada uno de ellos.

- a) Transmisor A. En la tabla 3.11 se muestra el intervalo de temperatura programado para el intervalo de salida del transmisor.

	T [°C]	I [A]
Mínimo	12	4 X 10 ⁻³
Máximo	220	20 X 10 ⁻³

Tabla 3.11. Calibración del sensor de temperatura A.

$$T = 13000I - 40 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.21)$$

b) Transmisor B. En la tabla 3.12 se muestra el intervalo de temperatura programado para el intervalo de salida del transmisor.

	T [°C]	I [A]
Mínimo	12	4×10^{-3}
Máximo	220	20×10^{-3}

Tabla 3.12. Calibración del sensor de temperatura B.

$$T = 13000I - 40 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.22)$$

Se observa, de las ecuaciones 3.21 y 3.22, que el modelo correspondiente a ambos transmisores es el mismo, esto debido a que la calibración fue llevada a cabo en el mismo intervalo de temperatura y el transmisor digital ajusta automáticamente el valor mínimo a 4 mA y el valor máximo a 20 mA.

Como en el caso de la medición de presión, el acondicionador de señal, que es el mismo que se muestra en la figura 3.30, realiza una conversión de corriente a voltaje. Por esta razón, es necesario expresar el valor de temperatura en función del valor de voltaje V_o .

Siguiendo el procedimiento utilizado en la sección 3.4 y considerando los mismos valores de resistencia para R1, R2, R4 y R5, se obtiene la ecuación que relaciona a la temperatura medida con el voltaje V_o a la entrada de la tarjeta de adquisición de datos. La ecuación 3.18, que define la corriente de lazo, se sustituye en la ecuación 3.21, de donde se obtiene que,

$$T = \frac{V_o}{495} 13000 - 40 = 26.26V_o - 40 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (3.23)$$

Esta ecuación es la que se programa para desplegar en pantalla los valores de temperatura correspondientes.

3.2.5. Medición de flujo

En la instrumentación de procesos se utilizan distintos dispositivos para la medición de flujo. Para determinar el medidor más adecuado a las necesidades de cada aplicación en particular, han de considerarse aspectos como: las propiedades térmicas, químicas y físicas del fluido de trabajo, las condiciones de operación, la tasa de flujo esperada y el presupuesto disponible. En general, los medidores de flujo pueden ser agrupados en dos categorías, que son:

- a) medidores de flujo intrusivos,
- b) medidores de flujo no intrusivos.

a) Medidores de flujo intrusivos

Este tipo de medidores incluye los medidores de presión diferencial, como: el de placas de orificio, el Vénturi y el tubo Pitot; y los medidores de obstrucción, como: el de área variable, el de desplazamiento positivo, el de turbina, el *target* y el vortex.

En los medidores de presión diferencial, el cálculo de la tasa de flujo de un fluido se lleva a cabo midiendo la pérdida de presión a través de una restricción en la tubería. Ésta es quizá la técnica de medición de flujo más comúnmente utilizada. Las caídas de presión generadas por una gran variedad de formas geométricas restrictivas han sido ampliamente estudiadas y caracterizadas.

Los medidores de flujo por obstrucción consisten de un pequeño objetivo, cuerpo o rueda giratoria en la trayectoria del fluido, lo que permite determinar la velocidad de éste en función de una velocidad rotacional o de una fuerza, sin pérdidas de presión.

b) Medidores de flujo no intrusivos

Este tipo de medidores se recomienda para aplicaciones en donde una caída de presión resulta de crítica importancia. Dentro de esta clasificación se tiene a los medidores ultrasónicos y a los magnéticos.

Los medidores de flujo ultrasónicos determinan el tiempo de tránsito de una onda ultrasónica, a través del fluido, o bien, hacen uso del efecto Doppler para determinar la tasa de flujo. Un aspecto importante a considerar cuando se utilizan este tipo de medidores, es que su costo depende directamente del diámetro de la tubería donde ha de instalarse.

Los medidores de flujo magnéticos se basan en la ley de inducción electromagnética de Faraday, por lo que únicamente puede detectar el flujo de fluidos conductivos. Se encuentran dentro de los medidores de flujo más caros de que se dispone.

En la Planta Solar del Instituto se requiere la medición de flujo, tanto en la entrada como en la salida del proceso, debido a lo cual, lo primero que se toma en cuenta para la elección de los dispositivos de medición, son las características del fluido de trabajo.

Medición del flujo de entrada

A la entrada del proceso se tiene, como fluido de trabajo, agua en estado líquido, que no contiene partículas sólidas y que alcanza una temperatura máxima de 94°C, correspondiente a la temperatura de ebullición del agua en la Ciudad de México. Las opciones disponibles para la medición de flujo de líquidos limpios son múltiples, y en general, la temperatura no es una restricción de importancia. Sin embargo, la instalación en la tubería de 1" de diámetro reduce considerablemente las opciones.

La otra restricción que determina el dispositivo que finalmente ha de utilizarse, es el costo. Entre los medidores más económicos se encuentran los de tipo rotámetro, una de las subdivisiones de los medidores de área variable. El Instituto de Ingeniería contaba ya con uno de estos medidores, mostrado en la figura 3.38, que fue evaluado para establecer su utilidad dentro del sistema proyectado.

El medidor consta de un elemento primario mecánico, basado en el empuje que el fluido en movimiento provoca sobre una pieza deslizable, en proporción directa al flujo volumétrico inducido. Además, cuenta con un transmisor electrónico para su integración al sistema de adquisición de datos.



Figura 3.38. Medidor de flujo tipo rotámetro.

El elemento primario, mostrado en la figura 3.39, se estructura mediante un orificio fabricado con alta precisión que contiene un pistón y un cono guía. El pistón traslada un cilindro que se encuentra acoplado magnéticamente a un indicador externo, éste se mueve como respuesta al movimiento del pistón. Un resorte calibrado se opone al flujo. Este resorte reduce la sensibilidad a la viscosidad y permite que el medidor de flujo sea utilizado en cualquier posición, incluso invertido.

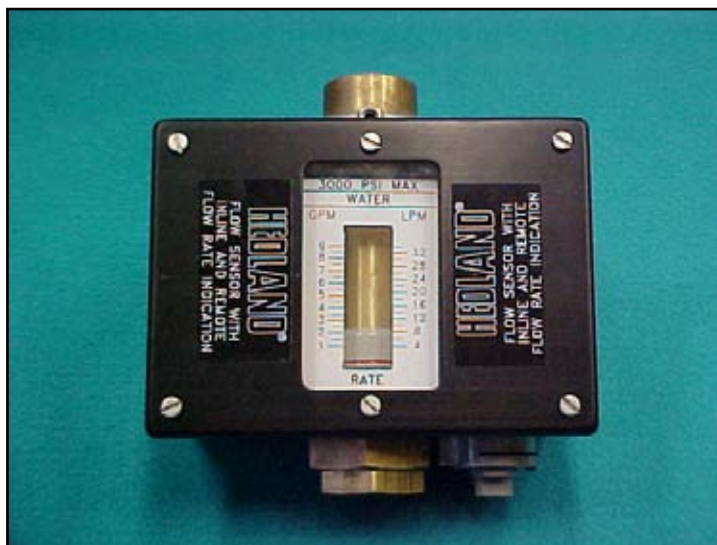


Figura 3.39. Elemento primario del medidor.

El medidor, además de contar con la característica de indicación local, cuenta con la función de transmitir una señal eléctrica de 4-20 mA, proporcional a la tasa de flujo. Las principales características del conjunto para la medición del flujo son:

- Cuerpo, cono y pistón de latón
- Rango de medición de 1 a 8 gal/min (3.785-30.28 L/min)
- Presión máxima de 3000 psi (207 bars)
- Rango de temperatura de -29 a 116 °C

Para la evaluación del medidor se partió de dichas características, de las cuales se observa que tanto para las presiones como para las temperaturas esperadas, el medidor resultaba adecuado. Sin embargo, resalta que el rango de medición tiene un umbral muy alto en su límite inferior, lo cual restringe la capacidad de control sobre el flujo de entrada. Éste se proyecta para ubicarse entre 2 y 12 L/min, por lo que resultó esencial definir la posibilidad de caracterizar la operación del medidor por debajo de su límite inferior especificado.

La evaluación del medidor se llevó a cabo conectándolo en una línea con suministro de agua, en la que se tuvo la posibilidad de variar el flujo y se contaba con una salida para el aforo del fluido. De esta manera se obtenía el volumen de agua por unidad de tiempo, que se hacía circular por el medidor, comparando esta medición con la indicada en el despliegue local del mismo.

Cabe enfatizar que la operación del medidor de flujo, por debajo de su límite inferior especificado, fue posible al llevar a cabo la caracterización correspondiente bajo las condiciones de operación específicas del proceso, lo que no garantiza que en una instalación distinta funcione de la misma forma, o que otro medidor con las mismas características se comporte de igual manera.

Los resultados obtenidos mostraron que la respuesta mecánica del medidor, así como su indicación local, concordaba con el flujo suministrado en el rango de 2 L/min a 28 L/min (aunque no se cuenta con una indicación local por debajo de los 4 L/min, puede librarse esta limitante mediante el transmisor electrónico). Así, se decidió utilizar este medidor para la aplicación del proyecto, restando únicamente la calibración de la la señal eléctrica con el desplazamiento del émbolo.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

El transmisor dispone de dos potenciómetros de ajuste, con los cuales es posible calibrar los límites inferior (4mA) y superior (20 mA) de la salida eléctrica en función del intervalo de flujo esperado en el proceso. Al respecto cabe aclarar que este tipo de dispositivos no proporciona una salida lineal desde cero, razón por la cual su rango de medición se especifica a partir de un valor distinto.

Por lo anterior, se utilizan los valores a partir de los 2 L/min y hasta los 28 L/min para la obtención del modelo matemático, garantizando con ello una medición exacta en dicho intervalo. Este intervalo es el adecuado para las condiciones normales de operación de la Planta, sin embargo, en el caso en que se registren mediciones con valores inferiores a los 2 L/min, éstas no han de tomarse sino como una referencia inexacta de la tasa real de flujo.

En la tabla 3.13 se muestran los valores de calibración correspondientes. La ecuación 3.24 es el modelo obtenido del flujo de entrada como una función de la corriente del transmisor.

I [A]	F [L/min]
4×10^{-3}	0
4.08×10^{-3}	2
5.43×10^{-3}	4
6.75×10^{-3}	6
8.01×10^{-3}	8
9.15×10^{-3}	10
10.41×10^{-3}	12
11.53×10^{-3}	14
12.82×10^{-3}	16
13.93×10^{-3}	18
15.08×10^{-3}	20
16.24×10^{-3}	22
17.56×10^{-3}	24
18.66×10^{-3}	26
19.78×10^{-3}	28

Tabla 3.13. Calibración del transmisor de flujo de entrada.

$$F = 1678 I - 5.345 \text{ [L/min]} \quad (3.24)$$

La señal de corriente debe ser acondicionada para proporcionar una señal de voltaje a la tarjeta de adquisición de datos. El circuito acondicionador de señal es el mismo convertidor de corriente a voltaje que se muestra en la figura 3.34. Mediante el mismo procedimiento utilizado en la parte final de la sección 3.2.3 y considerando los mismos valores resistivos, se llega a la ecuación,

$$F = 3.389 V_o - 5.345 [L/min] \quad (3.25)$$

Habiendo definido el instrumento para la medición del flujo de entrada, se evaluaron las necesidades a la salida del proceso para la selección del dispositivo correspondiente.

Medición del flujo de salida

A la salida del proceso se tiene, como fluido de trabajo, vapor de agua limpio, que puede alcanzar una temperatura de hasta 220 °C, dependiendo del tipo de prueba que se realice. Las opciones disponibles para la medición de flujo de vapor de agua, son menos que las disponibles para la medición del flujo de agua, y una vez más, el requerimiento de instalación en la tubería de 1” es una restricción importante.

Entre los medidores más recomendados para la medición de flujo de vapor se encuentra el tipo vortex, que opera de acuerdo al principio de Karman. Por medio de un cuerpo sólido se crean vórtices alternados; el número de vórtices por unidad de tiempo, llamada frecuencia vortex, es directamente proporcional a la tasa de flujo. En el Instituto se contaba ya con uno de estos dispositivos de medición, mostrado en la figura 3.40, el cual cuenta con las siguientes características:

- Cuerpo de acero inoxidable
- Rango de medición de 0 – 250 lb/h (31.5 g/s)
- Presión máxima de 20 bars
- Rango de temperatura de –40 a 300 °C
- Señal de salida de 4-20 mA

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Éste transmisor ya se había tratado de caracterizar en repetidas ocasiones anteriormente, bajo situaciones controladas de flujo de vapor, sin obtenerse éxito en ninguna de las pruebas.



Figura 3.40. Transmisor de flujo tipo vortex.

El comportamiento registrado consistentemente en la evaluación del transmisor (mediante un procedimiento similar al descrito en la subsección previa), mostró una precisión y una exactitud muy bajas, derivadas de una significativa inestabilidad de la señal, la cual siempre osciló de una manera abrupta y aleatoria.

Cabe agregar que el transmisor ya había sido enviado a su fábrica, en los Estados Unidos, para su recalibración, antes del inicio de las actividades correspondientes al presente proyecto. Sin embargo, nunca fue posible utilizarlo de forma confiable.

Por todo lo anterior, se eligió un nuevo dispositivo, con el mismo principio físico de operación, pero de un fabricante distinto. Este nuevo transmisor, mostrado en la figura 3.41, cuenta entre sus principales características con un cuerpo construido en acero inoxidable, un rango de medición de 0 a 60 dm³/s, una presión máxima de 40 bars y un rango de temperatura de -40 a 260 °C.



Figura 3.41. Transmisor de flujo tipo Vortex, con despliegue.

Adicionalmente, el transmisor cuenta con un despliegue para indicación local y, más importante aún, cuenta con las opciones para ser programado de una manera simple, a través de botones, como se muestra en la figura 3.42. La señal de salida que proporciona es una señal eléctrica de 4-20 mA, proporcional a la tasa de flujo. Dicha señal es acondicionada de la misma manera que se ha expuesto para el resto de los transmisores utilizados.



Figura 3.42. Despliegue y botones de programación.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

En la tabla 3.14 se muestran los valores considerados para la calibración del instrumento. Dichos valores fueron extraídos de la curva de calibración del fabricante. La ecuación 3.26 expresa la tasa de flujo de salida como una función de la corriente del transmisor, y la ecuación 3.27 expresa la tasa de flujo de salida como una función del voltaje que recibe la tarjeta de adquisición de datos.

%	Flujo [dm ³ /s]	Salida [A]
20	10.8	7.29 X 10 ⁻³
40.1	21.6	10.41 X 10 ⁻³
65.3	35.1	14.37 X 10 ⁻³

Tabla 3.14. Calibración del transmisor de flujo de salida.

$$F = 3431I - 14.18 \quad [dm^3 / s] \quad (3.26)$$

$$F = 6.93Vo - 14.18 \quad [dm^3 / s] \quad (3.27)$$

De esta manera, quedaron cubiertas las necesidades de medición de flujo de agua en sus fases líquida y gaseosa dentro del ciclo de generación de vapor.

3.2.6. Detección de nivel de agua

En el caso de la Planta Solar se requiere la detección de nivel en el tanque de suministro y en el condensador. En ambos casos se trabaja con agua, y en ambos casos se requiere únicamente la detección del agua en un punto mínimo y un punto máximo preestablecidos.

La detección del nivel de agua resulta útil para garantizar un suministro ininterrumpido del fluido de trabajo para el proceso. Aunque cabe aclarar que su conocimiento no resulta indispensable para la evaluación del sistema GDV, por lo que no se requieren dispositivos de gran complejidad y en consecuencia no se destinaron grandes recursos para su implementación.

En cualquier caso, al elegir un método de medición o detección de nivel, han de considerarse los siguientes aspectos:

- Si el sensor puede insertarse en el tanque, o si debe permanecer fuera de éste.
- Si se requiere una medición continua o una detección en puntos predeterminados.
- Si el sensor puede entrar en contacto con el fluido de trabajo.

Tales condiciones quedan definidas, principalmente, por el fluido de trabajo del que se trate en cada aplicación. Como se indicó previamente, en la Planta Solar se utiliza agua y, además, no se tiene ninguna restricción adicional para la selección de los dispositivos a utilizar, únicamente hay que definir las características de los contenedores donde han de instalarse. Las características del tanque de suministro y el condensador son:

- a) Tanque de suministro. De plástico, con una capacidad de 1100 litros, se ubica en el techo del cuarto de máquinas. El nivel mínimo será el de la cantidad de agua suficiente para satisfacer el nivel máximo del tanque siguiente, que será el condensador. El nivel máximo será el que cumpla con la capacidad nominal del mismo tanque de suministro, para evitar un desbordamiento del fluido. El agua permanece a temperatura ambiente.
- b) Condensador. De metal, con una capacidad de 200 litros, se ubica en el interior del cuarto de máquinas. El nivel mínimo será el de la cantidad de agua suficiente para generar el vapor necesario en la tubería bajo las condiciones de operación establecidas. El nivel máximo será el que evite un desbordamiento del condensador al introducir el fluido a temperatura y presión elevadas. El agua tendrá una temperatura inicial correspondiente a la temperatura ambiente, pero progresivamente alcanzará la temperatura de ebullición.

El método elegido, por su sencillez y economía, es el de un par de electrodos sumergidos en el fluido de trabajo, de esta manera se detectan los niveles mínimo y máximo de agua en el contenedor correspondiente. Para ello es necesario, también, un electrodo de referencia, como se muestra en la figura 3.43.

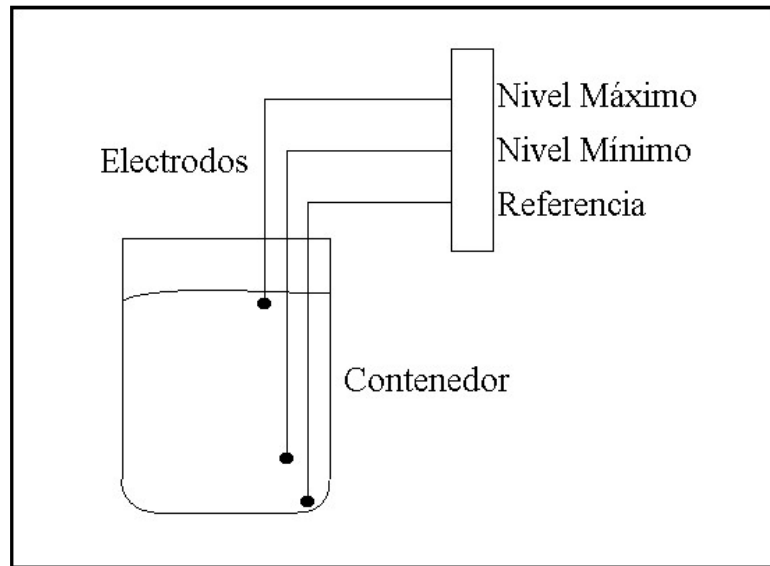


Figura 3.43. Electrodo para la detección de nivel.

Los electrodos utilizados se construyen con alambre de cobre de uso general. Cada uno de los electrodos se conecta a un circuito conformado por el interruptor analógico 4066. En la figura 3.44 se muestra un esquema simplificado del circuito electrónico.

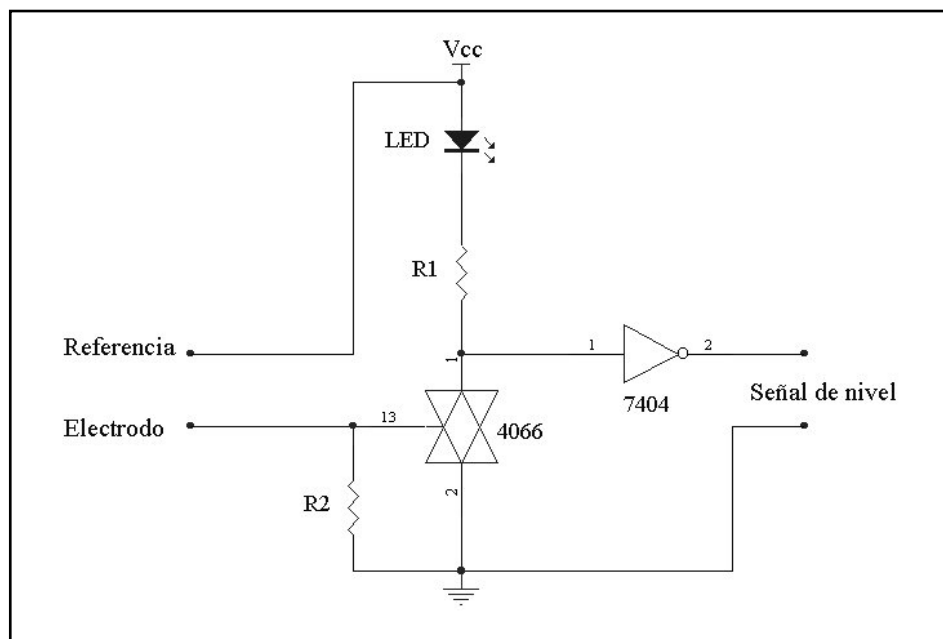


Figura 3.44. Circuito de detección de nivel.

El interruptor analógico tiene dos terminales de entrada/salida (terminales 1 y 2 del diagrama mostrado en la figura 3.44) y una entrada de activación (terminal 13 del diagrama en la figura 3.44). Cuando el interruptor se habilita por medio de un estado alto en la terminal de activación, se establece una trayectoria de baja impedancia entre las terminales de entrada/salida (condición de encendido); cuando se deshabilita el interruptor por medio de un estado bajo en la terminal de activación, se establece una alta impedancia entre las terminales de entrada/salida (condición de apagado).

Cuando el contenedor está vacío o con un nivel de agua por debajo de la posición de un electrodo, los cables correspondientes a ese electrodo y a la referencia se encuentran en un circuito abierto, lo que ocasiona que el interruptor sea inhabilitado por la señal de estado bajo a través del resistor R2, de manera que se transfiere una señal digital, como señal de nivel, también de estado bajo, por la acción del inversor 7404, indicando la ausencia de agua a la altura preestablecida por el electrodo. Cuando el agua cierra el circuito entre el electrodo y la referencia, la señal de nivel alto cierra el interruptor, encendiendo al LED indicador y transfiriendo una señal de estado alto como señal de nivel.

Mediante un circuito similar para cada electrodo utilizado, se proporcionan dos señales digitales (nivel mínimo y nivel máximo) provenientes del tanque de suministro y del condensador.

3.2.7. Control de válvulas

En la instrumentación de procesos, las válvulas desempeñan un papel muy importante en el sistema de medición y control. Su utilidad es la de interrumpir, permitir o regular el flujo del fluido de trabajo.

En el caso de la Planta Solar se hace uso de dos tipos de válvulas: válvulas de tipo solenoide y una válvula de apertura proporcional, con las que, al igual que varios de los dispositivos tratados en las secciones previas, ya se contaba previamente. Como en los casos anteriores, dichas válvulas tuvieron que ser probadas para la presente aplicación.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Las características de ambos tipos de válvulas, las pruebas que se realizaron con ellas, así como la manera en que se lleva a cabo el control sobre su operación, se describen a continuación.

Válvulas tipo solenoide

Las características de estas válvulas, una de las cuales es mostrada en la figura 3.45, son las siguientes:

- Construcción en latón y acero inoxidable.
- Normalmente cerrada.
- Para aplicaciones con vapor o agua caliente.
- Presión de 3.4 bars a una temperatura del fluido de trabajo de 149 °C en aplicaciones con vapor.
- Presión de 10.3 bars a una temperatura del fluido de trabajo de 99 °C en aplicaciones con agua.

La activación de la válvula se lleva a cabo mediante la energización de su solenoide interno, al aplicar un voltaje de 127 V de corriente alterna. Sin embargo, por las características del sistema de instrumentación, es necesario controlar la activación de la válvula por medio de una señal digital. Lo anterior es posible mediante el circuito mostrado en la figura 3.46.



Figura 3.45. Válvula tipo solenoide.

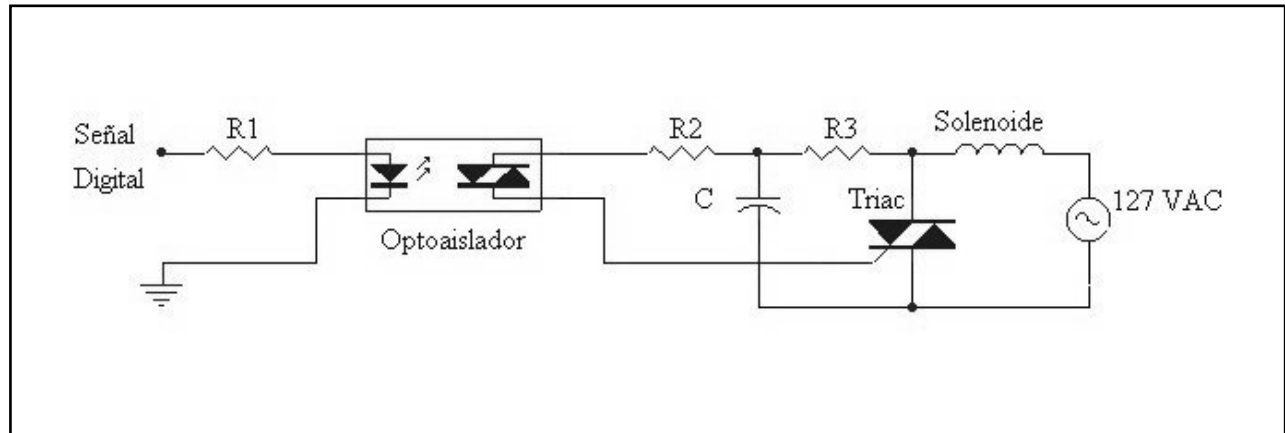


Figura 3.46. Circuito de control de la válvula solenoide.

En el circuito mostrado, la resistencia R1 se utiliza para controlar la corriente que ha de circular por el LED de entrada del optoaislador, el cual puede sufrir un daño considerable o un desgaste mucho más rápido del normal, si este aspecto no se considera. La resistencia R2 limita la descarga de corriente del capacitor a través del optoaislador. La resistencia R3 y el capacitor C actúan como una red *snubber*, que permite que el triac sea encendido y apagado de manera adecuada. El circuito mostrado es una aplicación típica para cargas inductivas, como es el caso de la válvula solenoide.

A pesar de que estas válvulas son especificadas para su uso tanto con líquido como con vapor, la restricción impuesta por la presión que soportan a distintas temperaturas, limitan su uso al control de líquido, ya que en la operación de la Planta Solar fácilmente se rebasarán los valores establecidos para la etapa gaseosa del fluido.

No obstante, sí se instalaron dos válvulas tipo solenoide en puntos por lo que se hizo circular vapor, observándose un funcionamiento deficiente de éstas, como una falta de respuesta a las señales de control (debida a la incapacidad mecánica de las válvulas para operar con niveles de presión por encima de 2-3 bars) y el deterioro (deformación) de algunos de sus elementos internos por una excesiva temperatura.

Finalmente se decidió utilizar estas válvulas sólo para controlar el flujo de agua líquida y a bajas temperaturas. No se invirtió en la adquisición de válvulas adicionales.

Válvula de apertura proporcional

Para el control del flujo del vapor de salida se probó la válvula de apertura proporcional mostrada en la figura 3.47, que se comporta como un orificio de área variable. Lo anterior se logra mediante un actuador eléctrico montado sobre una válvula deslizante. Este actuador se compone de un motor reversible que hace girar una flecha acoplada al mecanismo de la válvula y puede ser controlado de manera remota mediante un lazo de corriente de 4-20 mA o por un voltaje variable de 0-10 V de corriente directa. Se requiere, además, de una conexión a 127 VAC, para el funcionamiento del motor y para la polarización de los circuitos electrónicos del actuador.



Figura 3.47. Válvula proporcional.

El método elegido para el control de la válvula es mediante un voltaje de 0-10 VDC, debido a que la tarjeta de adquisición de datos cuenta con un par de salidas analógicas que proporcionan ese mismo intervalo de voltaje, de manera que únicamente se requiere de un acoplamiento entre ambos elementos para llevar a cabo el control remoto del actuador. El circuito utilizado como acoplador se muestra en la figura 3.48.

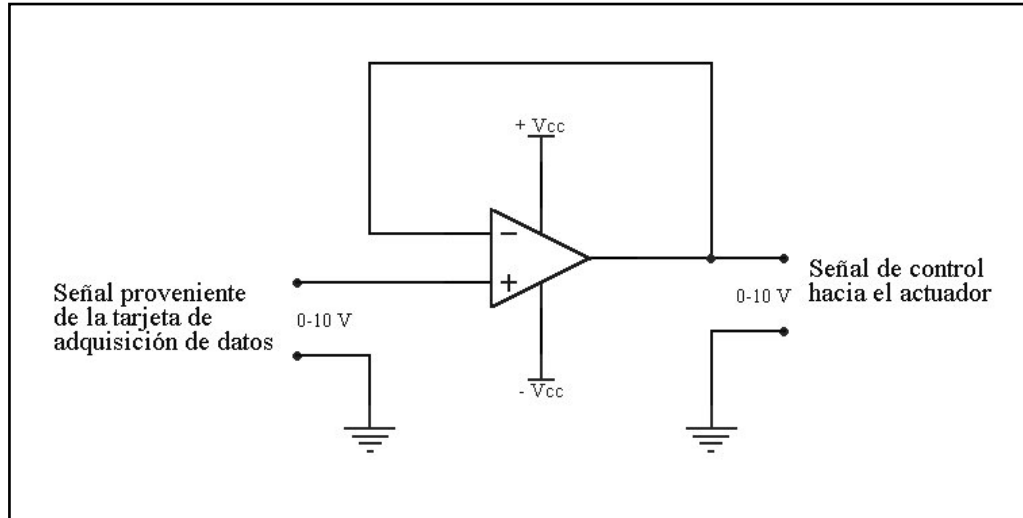


Figura 3.48. Circuito seguidor de voltaje.

Cabe agregar que el actuador de la válvula cuenta con un indicador analógico local, que muestra la proporción de apertura de la válvula.

En las pruebas realizadas, haciendo circular líquido y vapor a distintos flujos y presiones a través de la válvula, se observó un desempeño efectivo para la apertura o cierre graduales sólo por debajo de los 3-4 bars de presión. Por encima de este umbral, es posible mantener la apertura de la válvula en determinada posición, sólo si es ajustada previamente al paso del fluido. No obstante, se decidió utilizar la válvula.

3.2.8. Control de la bomba de suministro

El suministro de agua al proceso de Generación Directa de Vapor se lleva a cabo por medio de una bomba acoplada a un motor trifásico. Nuevamente, se tuvo que evaluar la conveniencia de utilizar un dispositivo con el que ya se contaba: el conjunto motor-bomba mostrado en la figura 3.49. Como puede apreciarse, la bomba es muy pequeña y consecuentemente, la necesidad de insertar reducciones y expansiones en la tubería que conduce el agua disminuye considerablemente la eficiencia de la misma.



Figura 3.49. Primera bomba de suministro.

Aun en operación normal, la bomba no satisfacía los requerimientos. A plena potencia, se suministraba un flujo máximo de 12 lt/min, pero al alcanzarse una presión del orden de 1 bar, ya no era posible seguir introduciendo el líquido, por lo que las condiciones de flujo no eran suficientemente controlables.

Otra situación desfavorable fue que la necesidad de desmontarla periódicamente, por el desgaste que sufría la paleta impulsora del agua, lo que provocaba que después de algún tiempo de operación, la bomba dejara de funcionar y no se impulsara el agua hacia la tubería. Así mismo, después de volver a montarla era común que se presentaran fugas, debido a un mal sellado de los componentes de la bomba.

Después de un tiempo de intentar trabajar de la manera descrita, se decidió el remplazo de la bomba existente por una nueva de tipo turbina, mostrada en la figura 3.50, la cuál sí es capaz de proporcionar flujos mayores a los 20 l/min, aun cuando la presión rebase los 4 bars, de manera que las condiciones de flujo pueden ser mejor reguladas.

El motor sí se conservó, pues resultó adecuado para el accionamiento mecánico.



Figura 3.50. Conjunto motor-bomba de suministro.

Una bomba de tipo turbina desarrolla la presión requerida mediante impulsión directa, y esa presión, como en toda bomba rotativa, es ayudada por la acción de la fuerza centrífuga. En este tipo de bombas el líquido penetra en forma tangencial a la turbina, de modo que la forma del álabe y la velocidad periférica de los mismos son los que determinan los valores de presión y flujo.

En consecuencia, estas bombas aceptan una amplia gama de presiones de salida sin variar notablemente el flujo, proveyendo un rápido ajuste a los cambios de operación.

El control de la bomba se realiza de manera indirecta, a través del control directo de la velocidad angular del motor al que ésta se acopla. En la siguiente subsección se hace la descripción del control de la velocidad del motor por medio de un inversor.

Control del motor

El inversor, mostrado en la figura 3.51, también es un dispositivo con el que ya se contaba y que ya había sido utilizado sin contratiempos para controlar la velocidad del motor, por lo que siguió usándose.



Figura 3.51. Inversor para el control del motor.

El inversor controla la velocidad angular del motor mediante una salida de frecuencia variable. A su vez, éste puede ser controlado tanto local como remotamente. Cuando se utiliza el control local, el inversor sólo puede ser operado a través del teclado ubicado en su panel frontal. Para un control remoto, éste puede realizarse por medio de comunicación serial o por medio de una señal analógica de corriente o voltaje.

El método utilizado para el control del inversor, es el de 0-10 VDC, debido a que, al igual que en el caso de la válvula de apertura proporcional, la tarjeta de adquisición de datos cuenta con la salida analógica adecuada para proporcionar ese intervalo de voltaje. El circuito utilizado es el mismo de la figura 3.48 de la sección 3.2.7.

3.2.9. Tarjeta de adquisición de datos

En la selección de la TAD adecuada para satisfacer las necesidades de un sistema de monitoreo y adquisición de datos, resulta indispensable considerar los siguientes aspectos:

- El número de instrumentos de medición, cuyas señales han de ser recibidas por la TAD.
- El número de dispositivos actuadores, cuya operación ha de ser controlada por la TAD.
- Tipo de señales, ya sean analógicas o digitales, de voltaje o de corriente, que han de ser recibidas por la TAD para la medición de las variables físicas involucradas, o que han de ser enviadas por la misma para el control de actuadores.
- Rango de operación de la TAD, tanto en sus canales de entrada como en sus canales de salida.

Para el caso de la Planta Solar, en la tabla 3.15 se muestran las variables a monitorear o controlar, con sus características eléctricas.

Variable a monitorear o controlar	Tipo de señal	Dirección de flujo de la señal	Tipo de terminal de la TAD	Cantidad
Posición angular de los concentradores solares	Voltaje de corriente directa dentro del rango de 0-10 V	Entrada	Entrada analógica	1
Presión*	Corriente directa en el rango de 4-20 mA	Entrada	Entrada analógica	2
Temperatura*	Corriente directa en el rango de 4-20 mA	Entrada	Entrada analógica	2
Flujo*	Corriente directa en el rango de 4-20 mA	Entrada	Entrada analógica	2
Nivel	Señales lógicas de encendido (5 VDC) y apagado (0 VDC)	Entrada	Entradas digitales	2 (X2)
Cierre/apertura de válvula solenoide	Señal lógica de encendido (5 VDC) y apagado (0 VDC)	Salida	Salida digital	1
Cierre/apertura de válvula proporcional	Voltaje de corriente directa en el rango de 0-10 V	Salida	Salida analógica	1
Velocidad angular de la bomba	Voltaje de corriente directa en el rango de 0-10 V	Salida	Salida analógica	1

Tabla 3.15. Parámetros para la selección de la TAD.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

A partir de la información mostrada en la tabla 3.15 se observa que, en términos generales, son requeridas: 7 entradas analógicas, 4 entradas digitales, 1 salida digital y 2 salidas analógicas.

Sin embargo, resulta pertinente aclarar las razones por las que se encuentran marcadas con un asterisco las variables de presión, temperatura y flujo. Primeramente, el tipo de señal que proporcionan los instrumentos de medición correspondientes es el de corriente directa, para cuya adquisición se tienen dos opciones principales: elegir una tarjeta cuya electrónica permita la conexión directa de una señal de corriente, o realizar una conversión de corriente a voltaje para enviar una señal de este último tipo a la tarjeta. Dado que, en general, las TADs admiten sólo señales de voltaje, se eligió esta segunda opción.

La segunda razón para resaltar las variables de presión, temperatura y flujo es que, inicialmente, éstas fueron las únicas variables de interés que se pretendía monitorear y registrar, de manera que se partió de la necesidad de únicamente 6 entradas analógicas para la selección de la TAD, lo que condujo a la selección de un modelo muy sencillo y económico, mostrado en la figura 3.52, y cuyas características más relevantes se listan en la tabla 3.16.

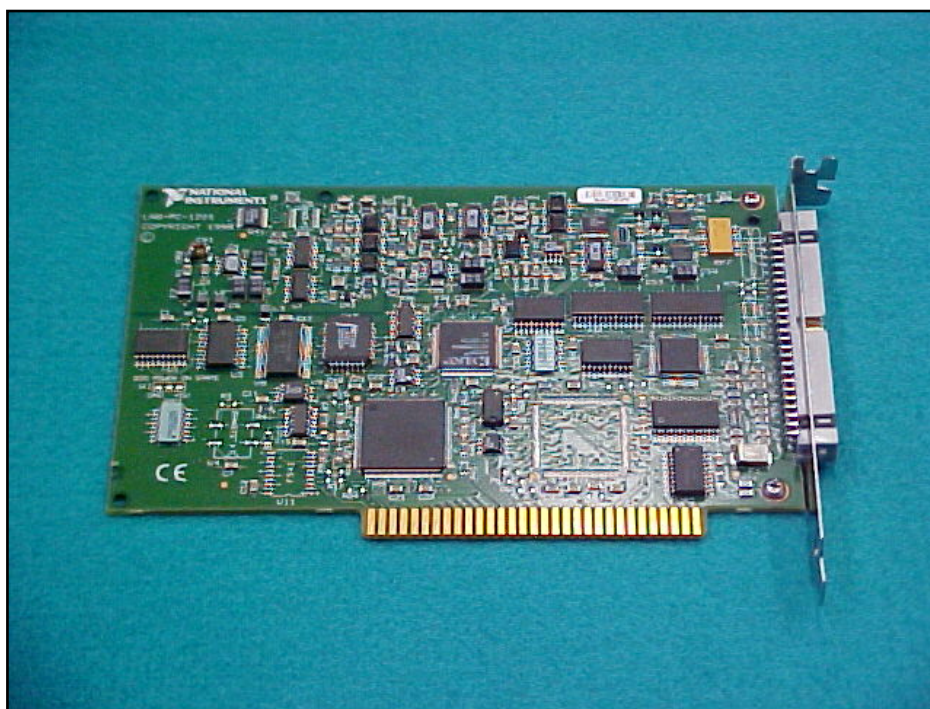


Figura 3.52. Tarjeta de adquisición de datos.

Características	Tarjeta de adquisición de datos
Entradas analógicas	<ul style="list-style-type: none"> • 8 canales sencillos o 4 diferenciales, configurables por software • Resolución de 12 bits • Tasa de muestreo de 100 kS/s • Ganancias de 1 a 100 • Rango 0-10 VDC, ± 5 VDC
Salidas analógicas	<ul style="list-style-type: none"> • 2 canales • Resolución de 12 bits • Rango 0-10 VDC, ± 5 VDC
Entradas/Salidas digitales	<ul style="list-style-type: none"> • 24 líneas TTL en 3 puertos de 8 bits • Unidireccionales y bidireccionales
Contadores/Temporizadores	<ul style="list-style-type: none"> • 3, con una resolución de 16 bits • Frecuencia de fuente máxima de 8 MHz

Tabla 3.16. Características de la TAD seleccionada.

En esta última tabla es posible observar que la tarjeta seleccionada ofrece la posibilidad de expandir el sistema proyectado, a través de canales y funciones adicionales. Así, se decidió la inclusión de nuevas variables a monitorear o controlar, con el objetivo de incrementar la utilidad y funcionalidad del sistema.

3.3. SOFTWARE

Para controlar la operación de los elementos del hardware, se desarrolló el programa en un lenguaje visual llamado *LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench)*, una alternativa gráfica a la programación convencional, que fue diseñado para instrumentación y está equipado con las herramientas necesarias para aplicaciones de medición.

En *LabVIEW*, en lugar de escribir programas basados en texto, se construyen programas denominados Instrumentos Virtuales (VI's). *LabVIEW* es un ambiente de desarrollo basado en el lenguaje gráfico de programación G.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Un VI de *LabVIEW* consiste de un panel frontal, un diagrama de bloques y un icono/conector. El panel frontal es la interfaz con el usuario, el diagrama de bloques es la fuente del código del VI y el icono/conector es la interfaz de llamada a rutina. Un diagrama de bloques contiene componentes de entrada y de salida (E/S), de cálculo, y subVIs representados por iconos, e interconectados por líneas que guían el flujo de datos. Los componentes de E/S comunican a *LabVIEW* con la tarjeta de adquisición de datos utilizada y con instrumentos físicos externos. Los componentes de cálculo ejecutan operaciones aritméticas. Los subVIs llaman a otros VIs, pasando datos por sus iconos/conectores.

Para la implementación del programa de monitoreo y adquisición de datos se recurrió a este paquete de programación, por sus características enfocadas a la instrumentación. El programa se desarrolló inicialmente en la versión 3.1.1, posteriormente se actualizó a la versión 5.1.

Para establecer las especificaciones y requerimientos funcionales del programa para el monitoreo y adquisición de datos, se tomaron como base las respuestas a las siguientes preguntas:

- ¿Qué despliegues, controles y registros de datos se requieren?
- ¿Cuáles son las operaciones básicas, secuencias de eventos y procedimientos que el software debe satisfacer?

Principalmente, se tiene la necesidad de desplegar y registrar los datos correspondientes a las presiones, temperaturas y flujos en la entrada y en la salida del proceso. De igual forma, resulta imprescindible registrar la fecha y la hora correspondientes a cada uno de los valores adquiridos.

Por otra parte, para que el programa cuente con una mayor funcionalidad, y aprovechando las características de la TAD, es posible desplegar las señales correspondientes a los niveles de agua en el tanque de suministro y en el condensador, la posición angular de los concentradores, el estado de la válvula tipo solenoide y el porcentaje de apertura de la válvula de apertura proporcional; en lo referente a las utilidades de control que deben quedar disponibles para el usuario, la más importante es la que corresponde a la activación y control de la bomba de suministro de agua. También es útil

disponer de los controles de activación de la válvulas y, de manera complementaria, de los controles de activación de los circuitos de seguimiento del sol.

Posteriormente se determina la estructura global del programa con base en las relaciones entre cada una de las variables involucradas, tanto de medición como de control. El siguiente listado describe las operaciones básicas que se han de realizar tanto en forma autónoma como a través de la interacción con el programa.

Inicio de ejecución del programa

- 1) *Creación del archivo especificado para el registro de datos.*
- 2) *Sincronización de la fecha y la hora con respecto a las de la PC.*
- 3) *Registro de los datos de presión, temperatura y flujo, ligados a la hora en que se presentan.*
- 4) *Establecimiento de los valores iniciales de los controles de la manera siguiente:*

4.1) Bomba	Apagada
4.2) Válvula solenoide	Cerrada
4.3) Válvula de apertura proporcional	Abierta
4.4) Concentradores solares	Desactivados
- 5) *Despliegue de los valores correspondientes al nivel en el tanque de suministro (TS) y en el condensador (C), para observar que se cuente con agua en ambos. El llenado se activará de forma manual.*
- 6) *Activación de la bomba de suministro para alimentar al ciclo con la tasa de flujo requerida.*
- 7) *Activación de los seguidores solares en modo automático.*
- 8) *Inicio de la generación de vapor.*

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

Para empezar a diseñar la aplicación, fue útil crear un panel frontal prototipo y, a partir de éste, estructurar el programa para llevar a cabo las funciones requeridas, aunque éste comenzó como un conjunto de controles e indicadores desconectados. Dicho panel frontal se muestra en la figura 3.53.

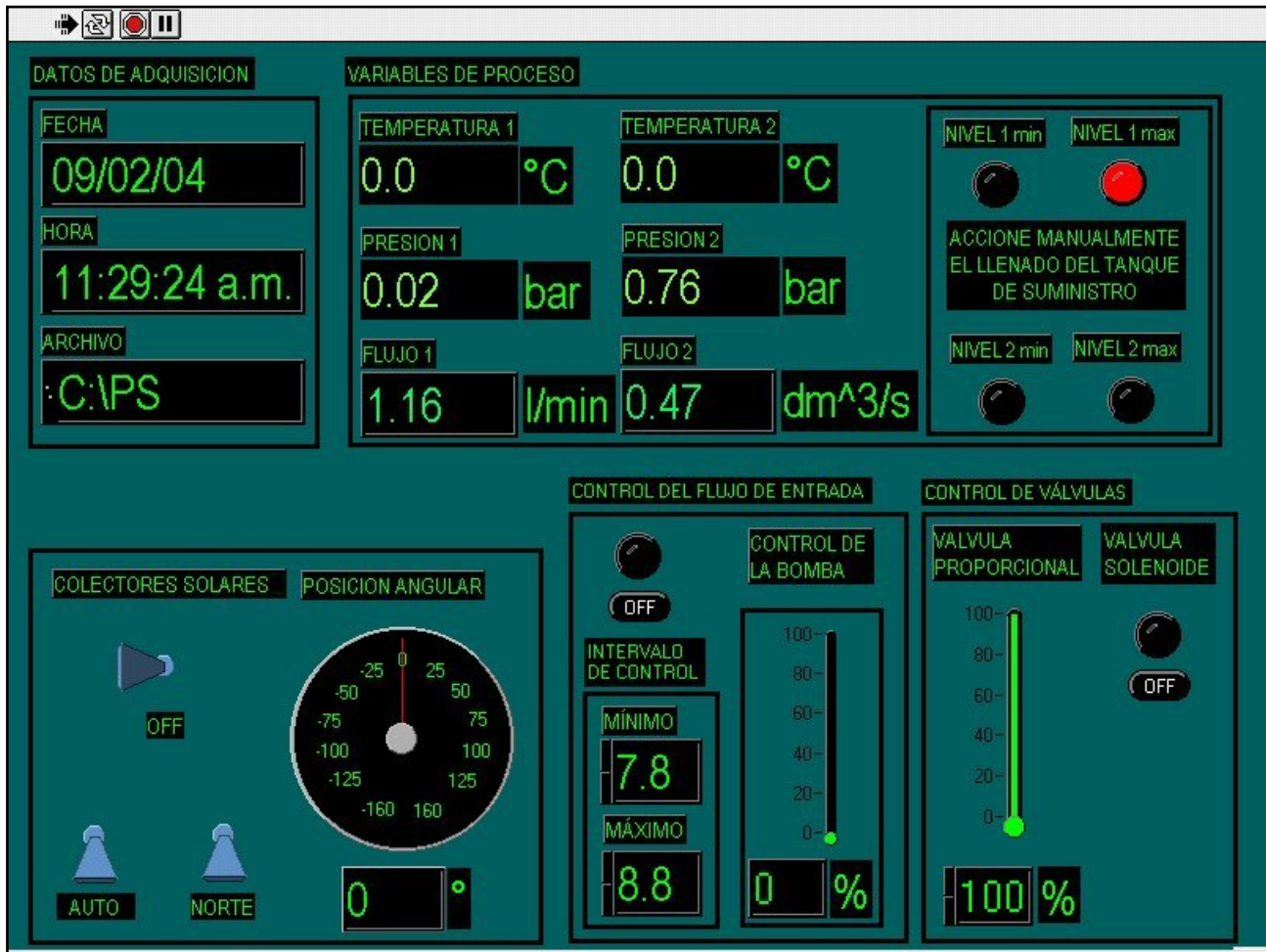


Figura 3.53. Panel de monitoreo y control.

Para su despliegue, las señales se organizan por subgrupos asignados con una denominación particular, como se lista a continuación:

- *Datos de adquisición.* Corresponden a la fecha, hora y nombre del archivo donde han de almacenarse los datos adquiridos.

- *Variables de proceso.* Corresponden a las principales variables que han de registrarse, temperatura, presión y flujo. En este apartado cabe destacar los aspectos relacionados con la indicación de nivel.

La indicación del nivel de agua en el tanque de suministro (Nivel 1) y en el condensador (Nivel 2) es información que no requiere ser registrada, únicamente ha de ser visualizada por el usuario para ejecutar la siguiente rutina en interacción con el programa.

Si:

Nivel 1 máx	→	Encendido	→	Se inspecciona el estado de Nivel 2
Nivel 1 máx	→	Apagado	→	Se inspecciona Nivel 1 mín
Nivel 1 mín	→	Encendido	→	Se inspecciona el estado de Nivel 2
Nivel 1 mín	→	Apagado	→	Se activa, manualmente, el llenado del tanque de suministro hasta obtener un estado de Encendido en Nivel 1 máx
Nivel 2 máx	→	Encendido	→	Se inicia el ciclo de generación de vapor
Nivel 2 máx	→	Apagado	→	Se inspecciona Nivel 2 mín
Nivel 2 mín	→	Encendido	→	Se inicia el ciclo de generación de vapor
Nivel 2 mín	→	Apagado	→	Se activa, manualmente, el llenado del condensador, activando la válvula solenoide, hasta obtener un estado de Encendido en Nivel 2 máx

- *Control del flujo de entrada.* El porcentaje de velocidad que ha de desarrollar el motor acoplado a la bomba, variará en función del rango de flujo de entrada preestablecido. Permanentemente se ha de comparar la medición registrada con los puntos de ajuste para, mediante el control de la bomba, controlar el flujo de agua en la entrada del ciclo.
- *Control de válvulas.* Se refiere al control del flujo de agua de entrada al condensador y para el control de vapor de salida del ciclo.

3. DISEÑO Y DESARROLLO DEL SISTEMA

- *Colectores solares.* Involucra un elemento de control, el cual permite la activación remota de las funciones Auto/Manual y Norte/Sur de los módulos para el seguimiento solar. Se despliega una sola señal de activación, la cual es general para los ocho módulos, que una vez habilitados pueden ser puestos en funcionamiento autónomo (guiados por la luz solar), o manual (para permitir el desajuste del punto de enfoque). En el modo manual, se puede elegir un movimiento rotacional dirigido hacia el norte o hacia el sur de la instalación.

También involucra un elemento de medición, el cual permite el monitoreo de la posición de los colectores, para evaluar el rango de movimiento de los mismos durante el período de prueba. Se considera un ángulo de 0° en la posición en que la apertura del colector se encuentra completamente dirigida hacia arriba. A partir de dicha posición, se registra un ángulo negativo en dirección al sur y un ángulo positivo en dirección al norte.

Habiendo concluido con el diseño del sistema de monitoreo y adquisición de datos, tanto en su parte de hardware como de software, se procedió a la instalación de todos los elementos dentro del espacio físico de la Planta Solar, para la posterior realización de pruebas.

CAPÍTULO 4

INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Para la integración e instalación del sistema de monitoreo del comportamiento de la Planta Solar, en el área física asignada para ello, es necesario acondicionar la infraestructura existente mediante actividades tales como, la colocación de soportes metálicos para la sujeción de instrumentos, el tendido de la tubería para la conducción de los cables, el tendido del cableado para la alimentación eléctrica y el mantenimiento a elementos mecánicos móviles.

En el presente capítulo, junto con la descripción de los trabajos realizados para cubrir los aspectos mencionados, se definen los requerimientos para la instalación y prueba de los componentes de campo, provistos como parte de un sistema de instrumentación completo.

4.1. REQUERIMIENTOS GENERALES

La instrumentación del proceso requiere que tanto el equipo de medición como el de acondicionamiento y adquisición de datos se encuentren adecuadamente ubicados dentro de las instalaciones físicas de la planta. El cableado para la energía eléctrica, señales de monitoreo y de control ha de resguardarse para evitar su deterioro y posibles obstrucciones durante la manipulación

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

y operación del sistema.

Actualmente la Planta Solar no cuenta con un sistema que concentre la información recolectada, tampoco se dispone de los ductos necesarios para la contención de cables y circuitos electrónicos, es necesario planificar el montaje de un gabinete central, registros para la llegada y distribución de cables, así como de la tubería requerida, lo que será tratado a detalle en las secciones subsecuentes.

En la instalación del sistema de instrumentación de la Planta Solar, se debe partir de los siguientes aspectos:

- a) espacio físico,
- b) experimentos a realizar.

a) Espacio físico

Al respecto, se consideran las dimensiones del terreno en el cual se encuentran distribuidos los módulos concentradores y del cuarto desde el cual se monitorea el funcionamiento de la planta. Las dimensiones totales del conjunto son de 52.71 m de largo y 17.26 m de ancho.

En la figura 4.1 se representa el campo de concentradores solares con las correspondientes dimensiones de sus elementos. En la figura 4.2 se representa el cuarto de monitoreo y, finalmente, en la figura 4.3 se representa la totalidad del terreno considerando ambos espacios. Esta información, junto con la definición de los experimentos a realizar, proporciona la base de la que se parte para la planificación de la distribución e instalación de cada uno de los instrumentos.

b) Experimentos a realizar

Como se indica en el Prólogo de este trabajo, la instrumentación de la Planta Solar resulta de una colaboración entre la Coordinación de Instrumentación y la Coordinación de Ingeniería Mecánica, Térmica y de Fluidos, ésta última será quien utilice los datos obtenidos para la realización de trabajos de investigación y tesis de licenciatura, maestría y doctorado.

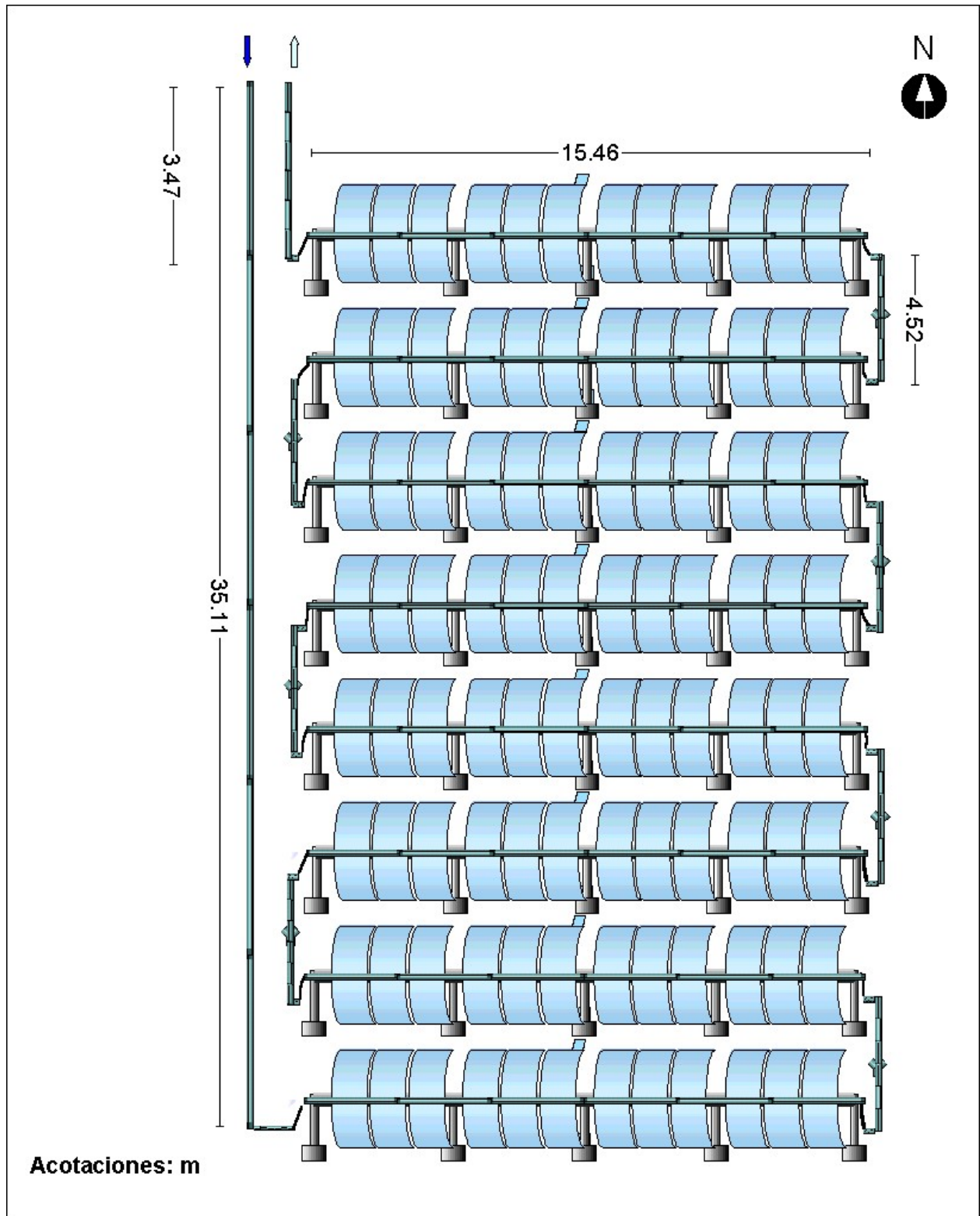


Figura 4.1. Dimensiones del campo de concentradores solares.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

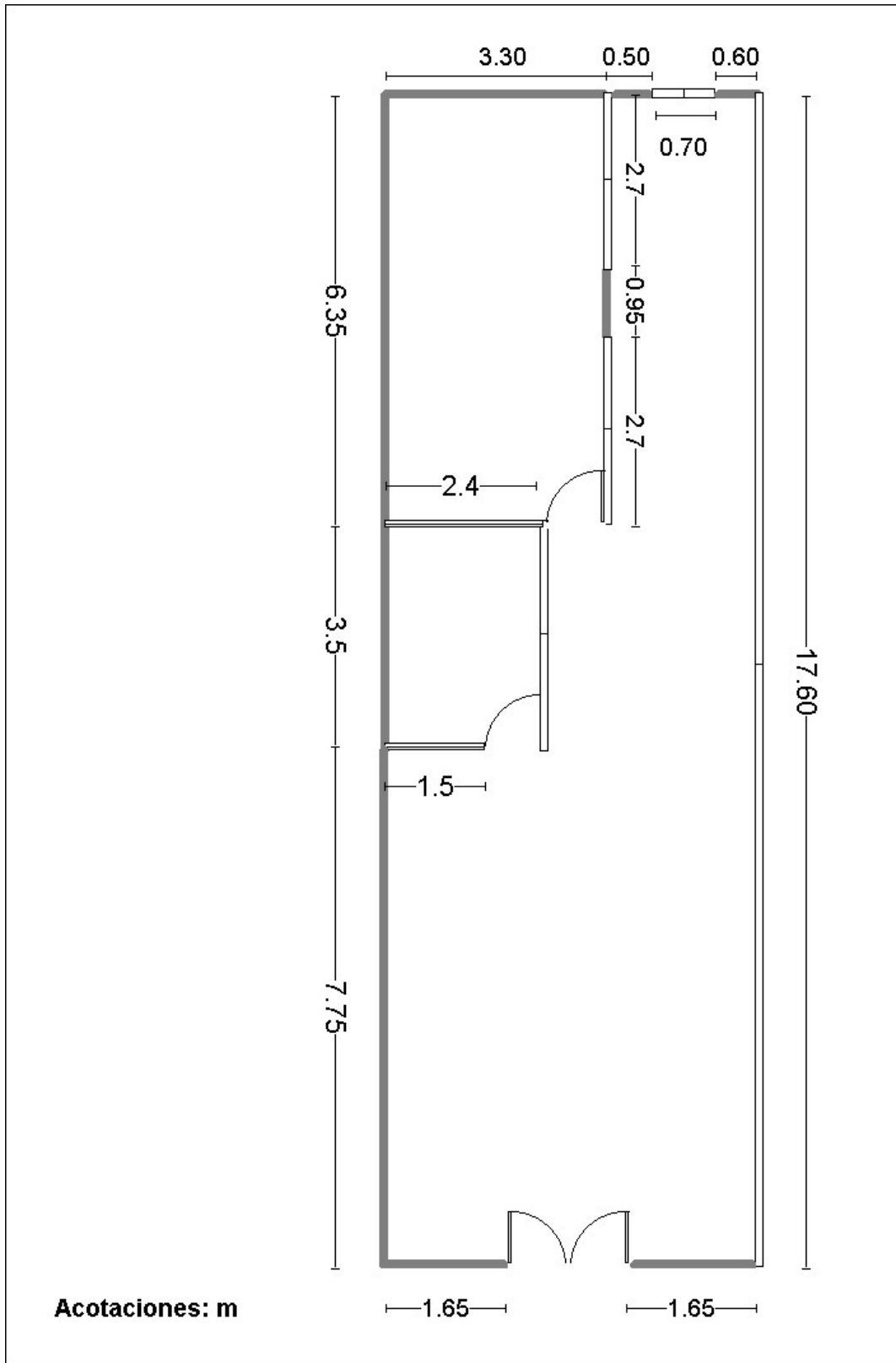


Figura 4.2. Dimensiones del cuarto de monitoreo.

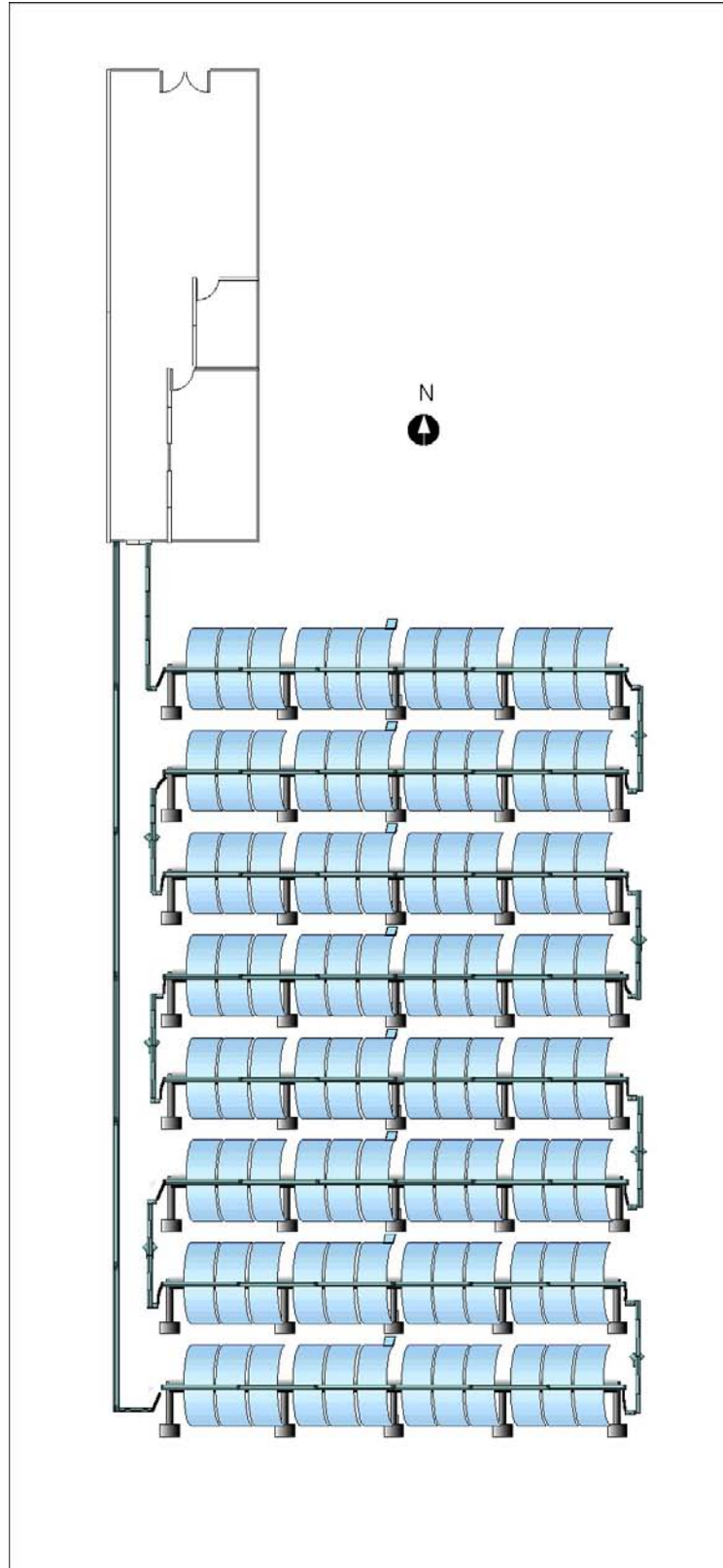


Figura 4.3. Conjunto campo de concentradores solares - cuarto de monitoreo.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

En particular, se llevarán a cabo dos experimentos relacionados con la temperatura en la pared del tubo absorbedor, los cuales son descritos en el Capítulo V. En ambos casos, los datos de radiación solar son esenciales, complementados por el resto de información que la estación meteorológica proporciona (temperatura ambiente, dirección y velocidad del viento).

Con respecto al campo de concentradores solares, cuando la Planta Solar se encuentre operando, es necesario medir las variables de flujo, presión y temperatura del fluido de trabajo, tanto a la entrada como a la salida del circuito de generación de vapor. También resulta de importancia monitorear los niveles de agua que se tienen en dos tanques: uno con capacidad de 1, 100 litros, para el suministro de agua suave a temperatura ambiente y otro con capacidad de 200 litros, que actúa como condensador dentro del proceso GDV y suministra el agua caliente de entrada al ciclo.

La figura 4.4 muestra el Diagrama de Tuberías e Instrumentos (DTI) de la Planta Solar, mientras que la descripción de cada uno de los elementos se proporciona en la tabla 4.1. Posteriormente se detallarán las características de cada uno de ellos. En la misma figura se pueden observar diferentes válvulas para el control de flujo del agua o vapor, así como un bloque de generación de electricidad.

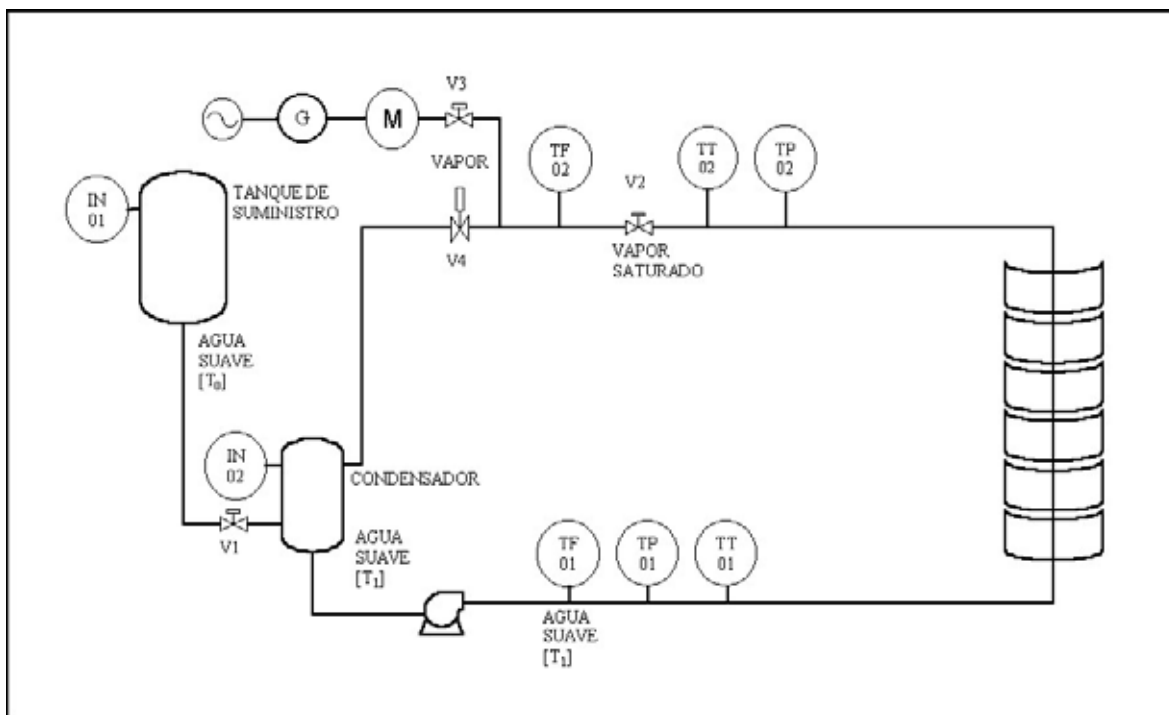


Figura 4.4. DTI del circuito de generación directa de vapor.

Identificador alfabético	Identificador numérico	Descripción	Localización	Función
IN	01	Indicador de Nivel	Tanque de suministro, contiene agua suavizada a temperatura ambiente (T_0)	Enviar una señal digital para monitorear los niveles mínimo y máximo en el tanque
IN	02	Indicador de Nivel	Condensador, contiene agua suavizada con una temperatura variable y creciente (T_1)	Enviar una señal digital para monitorear los niveles mínimo y máximo en el condensador
TF	01	Transmisor de flujo	Entrada del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la tasa de flujo de entrada del fluido de trabajo
TP	01	Transmisor de presión	Entrada del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la presión a la entrada del sistema
TT	01	Transmisor de temperatura	Entrada del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la temperatura del fluido de trabajo a la entrada del sistema
TF	02	Transmisor de flujo	Salida del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la tasa de flujo de salida de vapor
TP	02	Transmisor de presión	Salida del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la presión a la salida del sistema
TT	02	Transmisor de temperatura	Salida del proceso	Enviar una señal analógica para monitorear y registrar la temperatura del vapor a la salida del sistema

Tabla 4.1. Descripción de los elementos del sistema.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Como se observa en la figura 4.4, las 4 válvulas sirven para controlar el flujo de líquido y vapor a través del circuito GDV.

La válvula uno (V1), a la entrada del condensador, se utiliza para controlar el flujo de agua fría desde el tanque de suministro, siempre asegurando que en el condensador haya el suficiente líquido para alimentar el ciclo de generación de vapor y sin que se presente un desbordamiento. La válvula dos (V2) se utiliza para controlar el flujo de vapor en la salida del ciclo. La válvula tres (V3) se utiliza para controlar el flujo de vapor hacia el motor acoplado al generador de corriente alterna que, cabe aclarar, únicamente se utiliza para fines demostrativos, ya que la generación de energía eléctrica no se encuentra dentro de los objetivos actuales. La válvula cuatro (V4) se usa para controlar el flujo de vapor hacia el condensador, con el propósito de variar las condiciones de flujo y presión del proceso.

La figura 4.4 y la tabla 4.1 describen, de una forma simplificada, los componentes esenciales del proceso. Sin embargo, para efectos prácticos, se requiere agregar otros elementos a la instalación, siendo el más importante de ellos, los circuitos para el seguimiento del sol. Además, se requiere que junto a cada válvula que se opera por medio de señales eléctricas, se coloque una válvula de operación manual, para prevenir percances en el caso de una falla del sistema basado en la PC (por ejemplo, una carencia de potencia eléctrica para el cierre de alguna de las válvulas), también será de utilidad el colocar válvulas *check* en las líneas en las que deba evitarse un flujo en sentido inverso.

En la siguiente sección se presentan los diagramas de distribución de los instrumentos agregando los accesorios mencionados.

4.1.1. Distribución de los instrumentos

Las figuras 4.5 y 4.6 muestran la distribución de cada elemento que conforma el proceso de generación de vapor, divididos en los dos espacios antes descritos: el campo de concentradores solares y el cuarto de monitoreo.

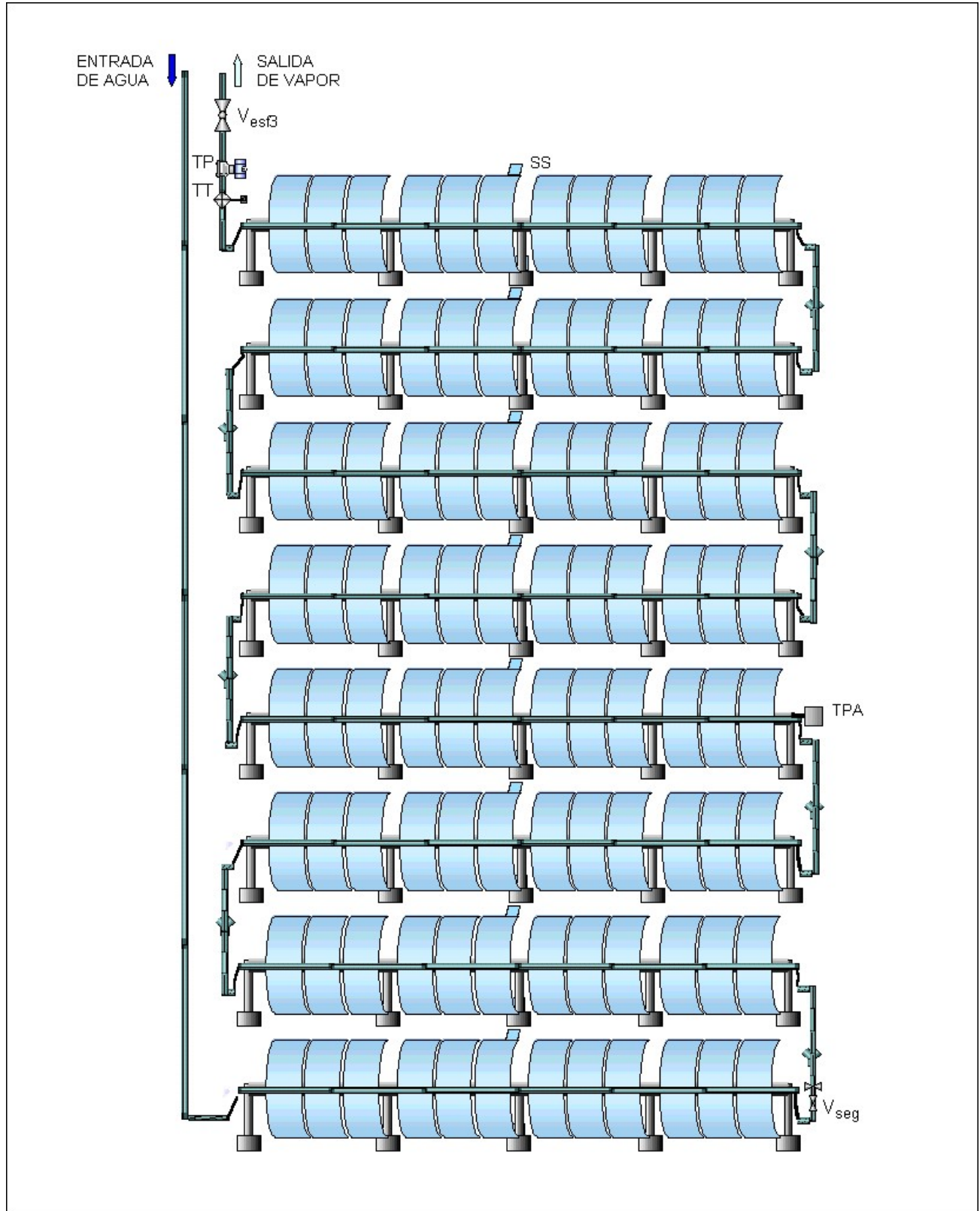


Figura 4.5. Ubicación de equipo en el campo de concentradores solares.

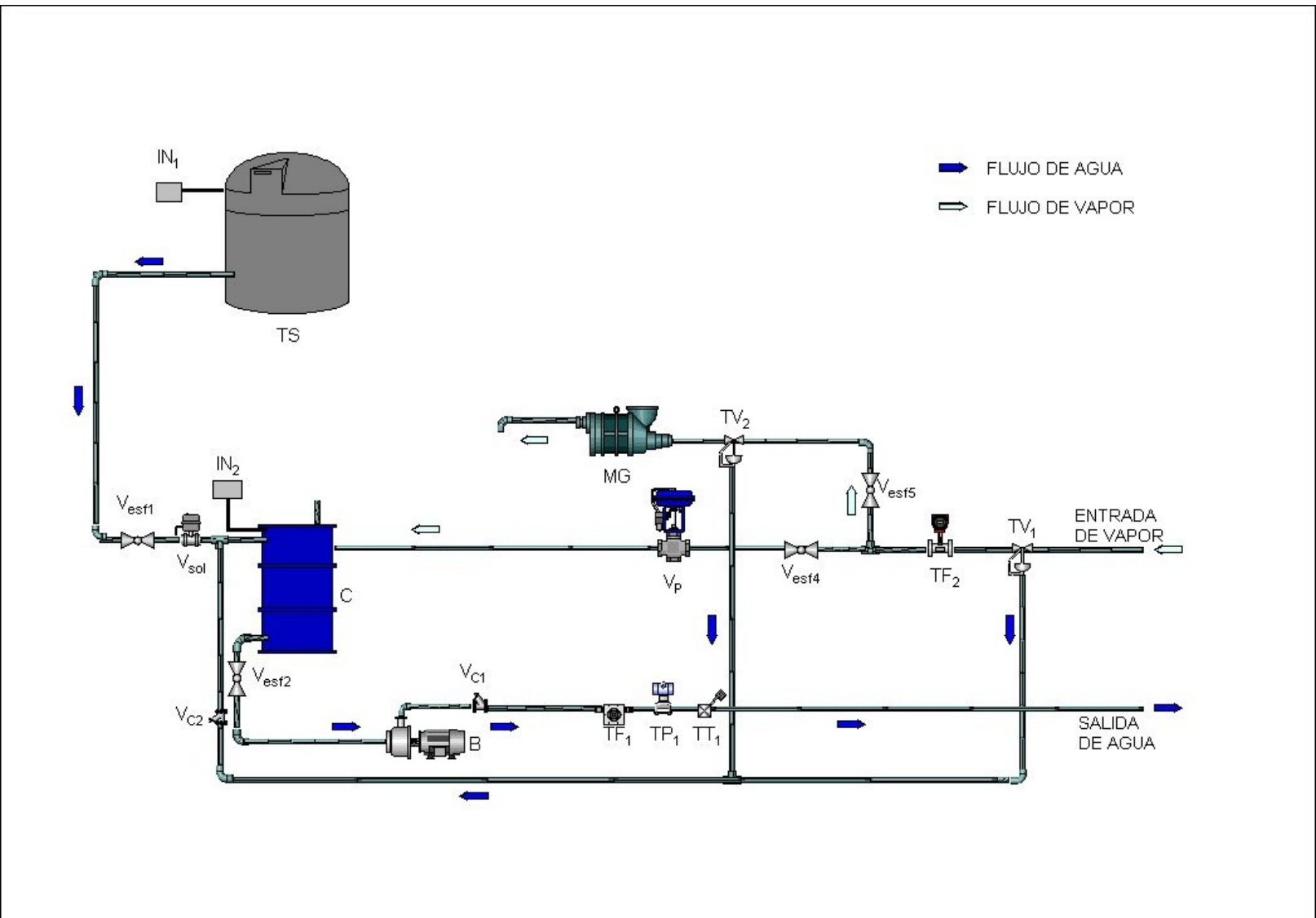


Figura 4.6. Distribución de equipo en el cuarto de monitoreo.

A partir de los diagramas mostrados, se pueden listar los componentes del sistema, con una nomenclatura que permite identificar cada elemento, como se muestra en la tabla 4.2.

Elemento	Nomenclatura	Cantidad
Tanque de Suministro	TS	1
Condensador	C	1
Bomba	B	1
Seguidor Solar	SS	8
Moto-Generador	MG	1
Válvula solenoide	V _{sol}	1
Válvula de seguridad	V _{seg}	1
Válvula check	V _c	2
Válvula proporcional	V _p	1
Válvula de esfera	V _{esf}	5
Trampa de Vapor	TV	2
Transmisor de Posición Angular	TPA	1
Transmisor de Flujo	TF	2
Transmisor de Temperatura	TT	2
Transmisor de Presión	TP	2
Indicador de Nivel	IN	2

Tabla 4.2. Elementos que conforman el sistema.

En la figura 4.5 se observa fácilmente la ubicación de instrumentos para la medición de temperatura y presión a la salida del proceso de generación de vapor. En lo que respecta a los seguidores solares, dado que éstos constan de elementos mecánicos, eléctricos y electrónicos, se distribuyen en la parte central de cada uno de los módulos concentradores. Debe haber un sistema de seguimiento solar para cada módulo, cada uno de ellos independiente de los demás, como se verá en la sección 4.2.1.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

En la figura 4.6 se muestra la distribución operativa de los elementos del sistema de instrumentación, pero no se establece la ubicación dentro del espacio físico del cuarto de monitoreo. Dicha ubicación se esboza en la figura 4.7.

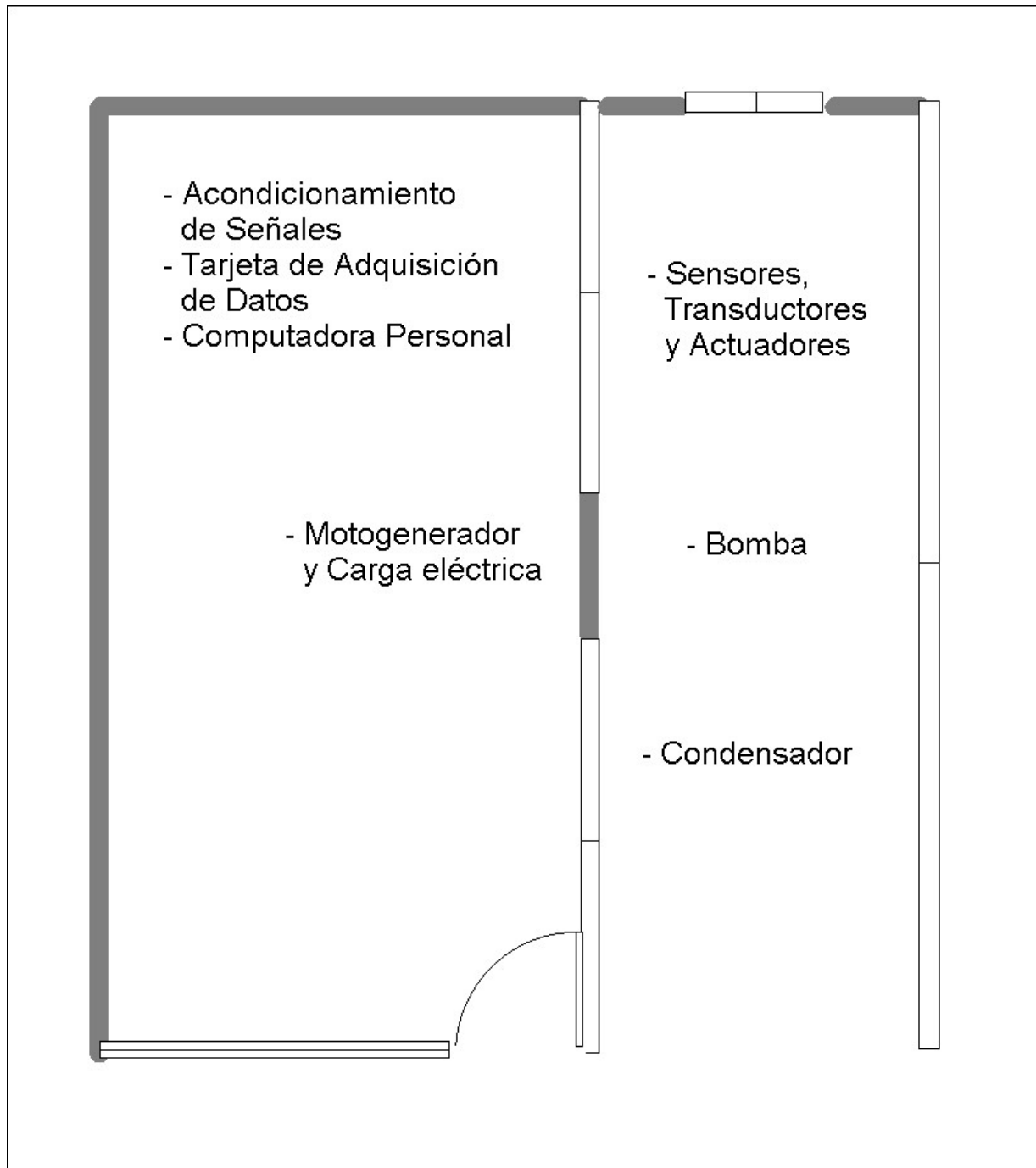


Figura 4.7. Distribución de equipo dentro del cuarto de monitoreo.

Existen dos elementos para los cuales no se muestra explícitamente su ubicación física dentro de la planta: la estación meteorológica y el tanque de suministro. Cabe comentar que ambos elementos se instalan en el techo del cuarto de monitoreo. Las particularidades de la instalación se detallan a partir de la sección 4.2.

Una vez que se ha planeado la colocación de cada elemento, se procede a complementar la infraestructura requerida para realizar una instalación adecuada, iniciando con el tendido del *conduit* para el resguardo del cableado de conducción de señales eléctricas.

4.1.2. Instalación eléctrica

La instrumentación de la Planta Solar involucra importantes necesidades de cableado, para la conducción tanto de la energía eléctrica como de las señales de medición y control.

En cualquier instalación, los elementos que conducen la corriente eléctrica de las fuentes a las cargas o que interconectan los elementos de medición y/o control, por razones de protección de los propios conductores y de seguridad, deben encontrarse dentro de canalizaciones eléctricas de distinta naturaleza y cuya aplicación depende del tipo de instalación eléctrica de que se trate.

Se entiende por canalizaciones eléctricas a los dispositivos que se emplean en las instalaciones eléctricas para contener a los conductores de manera que queden protegidos contra deterioro mecánico. En este caso se utiliza una combinación de *conduit* rígido de pared delgada y de *conduit* flexible.

Con base en la distribución de los instrumentos en la Planta, se determinan las trayectorias que han de seguir dichas canalizaciones, así como la mejor manera de implementarlas. La figura 4.8 muestra el campo de concentradores solares, pero se agrega un elemento, que consiste de las trincheras en las que, en una etapa previa de la Planta Solar, se ubicaba el cableado para alimentación eléctrica. Estas mismas trincheras se aprovecharon para la instalación de nuevo *conduit*, sin embargo, fue necesario realizar excavaciones en cada módulo hasta su parte media, ya que la trinchera apenas llega hasta el

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

primer soporte de la estructura. Lo anterior se realizó con la intención de contar con un contacto de energía eléctrica en el soporte central de la estructura de cada módulo; para cumplir con los siguientes propósitos: alimentación de los sistemas de seguimiento del sol, provisión de energía eléctrica a la máquina de lavado de los concentradores parabólicos (todos ellos deben ser limpiados regularmente para conservar sus características reflectoras) y al equipo que eventualmente se utilice para el mantenimiento de los módulos, como un taladro o esmeril.

Fueron instaladas dos líneas principales de conduit a lo largo del campo de concentradores, cada una para conducir el cableado de 4 módulos. Las particularidades de la instalación para cada elemento del sistema se detallan en la sección 4.2.

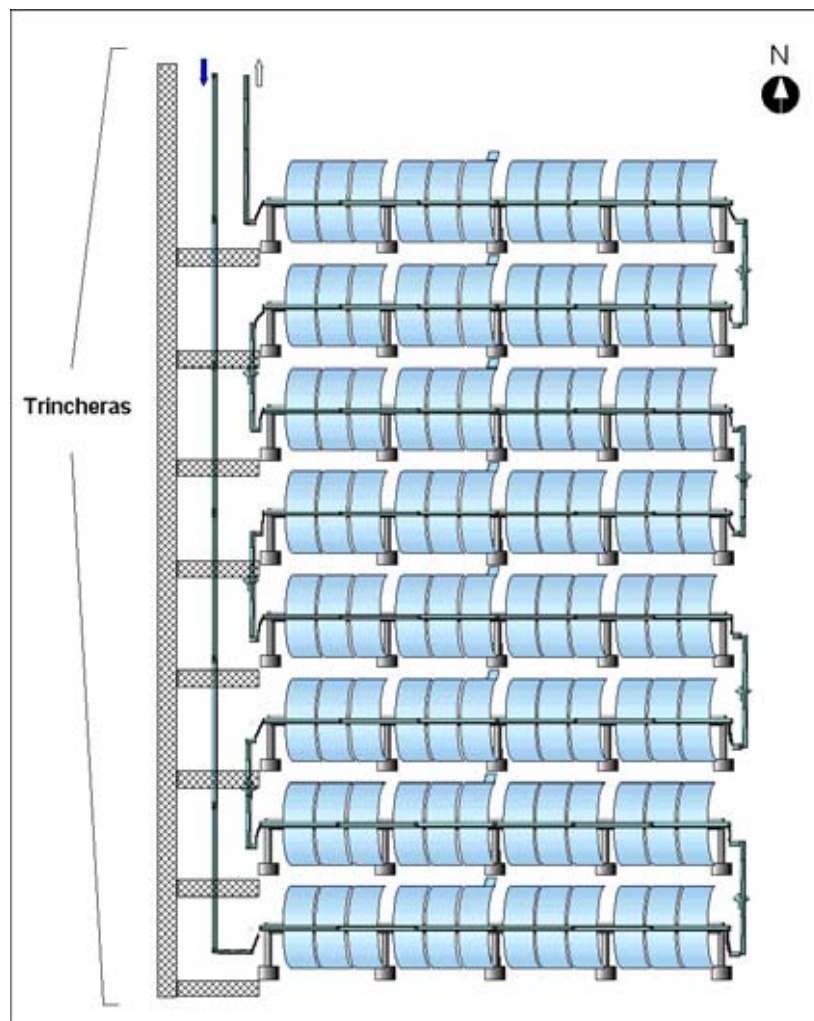


Figura 4.8. Campo de concentradores solares y trincheras de conducción de cableado.

Instalación de conduit

Todas las secciones tubulares se instalaron como un sistema completo, esto incluye el tendido del *conduit*, registros, conectores y soportes. Se trató de que la trayectoria de la tubería fuera lo más recta y directa posible. Al instalar varias tuberías en paralelo, adyacentes entre sí, éstas se instalaron al mismo tiempo.

El *conduit*, rígido o flexible, se fijó a las estructuras por medio de correas o sujetadores, sin embargo, en algunos casos se colocaron bases de concreto. Cuando fue necesario realizar cambios de dirección que pudieran obstruir la introducción de los conductores, se colocaron cajas o registros con tapas removibles que permiten un fácil acceso al interior de la red de tubería. Tales elementos quedaron accesibles después de que la instalación se concluyó.

En el tendido del cable fue importante considerar la longitud requerida, de manera que se cubriera toda la extensión de la tubería y la parte correspondiente a la conexión en el panel de acondicionamiento de señales. En trayectorias cortas los conductores fueron impulsados a través del *conduit* desde una caja a la otra. Cuando la trayectoria fue más larga, o se presentaban cambios de dirección, fue necesario utilizar una guía de alambre rígido para jalar el cable desde uno de los extremos. Cuando se introdujeron varios conductores dentro de la tubería, se trató de mantenerlos rectos, libres de torceduras y dobleces. Una manera de lograr que se deslizaran de mejor forma, fue utilizando un aceite lubricante no corrosivo y pinzas para tirar del cable guía.

Una vez completada la instalación de la tubería y los conductores, se procede a alambrear los cables a los instrumentos y al tablero principal y se hace la conexión de éste con la computadora personal. Lo anterior se detalla en la siguiente sección.

4.2. REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS

Para establecer las necesidades de instalación de cada elemento, es posible clasificar a éstos dentro de las siguientes subdivisiones:

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

- Sensores, transductores y actuadores. Ubicados en diferentes puntos de la línea de generación de vapor, su localización depende de las necesidades de medición en puntos preestablecidos.
- Acondicionadores de señal. Ubicados cerca de la entrada a la tarjeta de adquisición de datos y no de manera distribuida.
- Computadora personal y tarjeta de adquisición de datos. Obviamente forman un solo bloque que se ubica cerca de las tarjetas de acondicionamiento de señales.

4.2.1. Sensores, transductores y actuadores

En esta sección se describen las actividades realizadas para la instalación de los siguientes elementos del sistema de monitoreo y adquisición de datos de la Planta Solar:

- Estación meteorológica
- Transmisores de presión, temperatura y flujo
- Indicadores de nivel
- Seguidores del sol y transductor de posición angular
- Bomba de suministro de agua
- Válvula tipo solenoide y válvula de apertura proporcional
- Motogenerador

Estación meteorológica

La radiación solar, la temperatura ambiente y la velocidad y dirección del viento son variables sensadas y registradas por la estación meteorológica, cuya importancia radica sobre todo en la medición de la radiación directa normal, debido a que la tecnología de espejos cilíndrico-parabólicos se basa en dicha variable.

Con base en los requerimientos establecidos en el Capítulo III, para la instalación de la estación, se eligió un lugar sin obstáculos y sin objetos alrededor que pudieran interferir en las mediciones mediante reflexiones o fuentes de radiación.

Se instaló una torre, con una altura de aproximadamente 5 m, en una de las esquinas del techo del cuarto de monitoreo. Sobre esta torre se colocó la estación, con el panel solar de alimentación eléctrica orientado hacia el sur geográfico, de la misma forma que la apertura de los concentradores parabólicos. La figura 4.9 muestra la forma en que se montó la estación meteorológica en la Planta Solar.



Figura 4.9. Instalación de la estación meteorológica en la Planta Solar.

Los demás sensores y transductores instalados son:

- Sensor de temperatura: localizado bajo la celda solar de la estación meteorológica, resguardado dentro de un aislamiento, como se muestra en la figura 4.10.
- Transductor de velocidad y dirección del viento: consiste de un anemómetro de cazoleta integrado a una veleta potenciométrica. El conjunto es montado en un eje vertical y sobre el techo del cuarto de monitoreo, a una altura aproximada de 4 metros y con cierta interferencia por parte de la torre de la estación meteorológica. El montaje se muestra en la figura 4.11.



Figura 4.10. Sensor de temperatura.



Figura 4.11. Sensor de viento.

Mediante la estación meteorológica se adquieren y registran los datos de las variables:

- a) Radiación solar global
- b) Radiación solar difusa
- c) Radiación solar directa normal
- d) Temperatura ambiente
- e) Velocidad del viento
- f) Dirección del viento

La estación meteorológica cuenta con un sistema de alimentación de energía eléctrica basado en un panel fotovoltaico y una batería de respaldo, con lo cual puede operar con independencia de la red eléctrica. El único requerimiento de cableado es el que conduce las señales de velocidad y dirección de viento hacia el registrador de datos integrado en la estación y el del cable de comunicación serial de este mismo registrador con la computadora de monitoreo.

Transmisores de presión

Todos los transductores de presión instalados en una línea de vapor deben ser aislados de éste, para protegerlos de sufrir daño. Con este propósito, además del sello químico descrito en el Capítulo III, se utilizaron sifones de acero inoxidable acoplados entre cada transmisor y la tubería, como se muestra en las figuras 4.13 y 4.14 para los transmisores de presión en la entrada y en la salida del ciclo de generación de vapor, respectivamente.



Figura 4.12. Presión de entrada.



Figura 4.13. Presión de salida.

Para realizar la conexión de las señales provenientes de los sensores se utiliza un cable blindado de dos conductores. Este cable se conecta a la bornera dentro de la cabeza del transmisor de presión.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

La figura 4.14 muestra un diagrama de las conexiones al transmisor. La terminal 3 es para conexión a tierra y se encuentra internamente alambrada. Dado que el cable de conexión tiene una malla metálica de blindaje, ésta se conecta a la terminal de tierra del alojamiento y no a la terminal 3 mencionada.

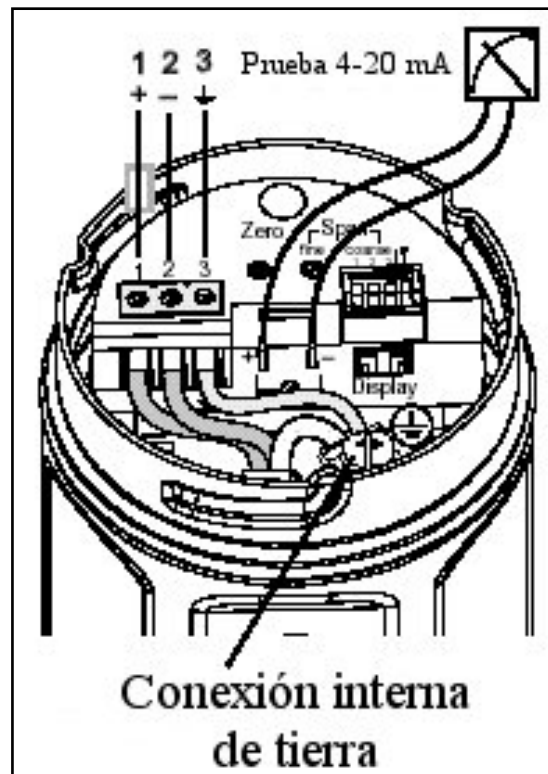


Figura 4.14. Conexión interna.

Por el lado del acondicionamiento de señales, el cable blindado se conecta a una de las borneras correspondientes a entrada analógica de la tarjeta principal, a través de la cual se establece el lazo de corriente que alimenta al transmisor y a través del cual se lleva a cabo la medición de presión.

Transmisores de temperatura

Los transmisores de temperatura, a la entrada y a la salida del proceso, fueron instalados como se muestra en las figuras 4.15 y 4.16.



Figura 4.15. Temperatura de entrada.



Figura 4.16. Temperatura de salida.

Las figuras 4.17 y 4.18 muestran las terminales de conexión eléctrica interna del sensor de temperatura, que es un RTD de tres alambres, mostrado en la figura 4.17. Las terminales del sensor se conectan al transmisor de acuerdo con la figura impresa en el cuerpo de éste último, el cual se muestra en la figura 4.18.



Figura 4.17. Conexiones del sensor.



Figura 4.18. Conexiones del transmisor.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

La conexión eléctrica entre el transmisor y el módulo de acondicionamiento de señales se realiza utilizando un cable blindado de dos conductores. Este cable se conecta a las dos terminales inferiores mostradas en la figura 4.18.

Por el lado del acondicionamiento de señales, el cable blindado se conecta a una de las borneras correspondientes a la entrada analógica de la tarjeta principal, a través de la cual se establece el lazo de corriente que alimenta al transmisor y a través del cual se lleva a cabo la medición de temperatura.

Finalmente, se resguarda la integridad de las conexiones colocando la tapa del alojamiento del transmisor.

Transmisores de flujo

A la entrada del proceso se utiliza un medidor de flujo de área variable, específicamente un rotámetro. El rotámetro consta del elemento primario conectado directamente en la línea de entrada de agua al ciclo de generación de vapor, como se muestra en la figura 4.19. Este elemento es complementado por el transmisor que se muestra en la figura 4.20.



Figura 4.19. Flujo de entrada.



Figura 4.20. Transmisor.

El transmisor cuenta con las siguientes terminales de conexión:

1	+V
2	GND
3	RW (Red Wire)
4	WW (White Wire)
5	BW (Black Wire)

Las terminales 3 a 5 indican el cable que debe conectarse de acuerdo con su color (rojo, blanco o negro), y se utilizan para realizar la conexión con el elemento primario. Las terminales 1 y 2 son utilizadas para tender una conexión hacia la tarjeta principal de acondicionamiento de señales, mediante un cable blindado de dos cables, a través del cual se establece el lazo de corriente que alimenta al transmisor y a través del cual se lleva a cabo la medición del flujo de entrada.

A la salida del proceso se utiliza un medidor tipo vortex, conectado directamente en la línea de salida de vapor del ciclo, como se muestra en la figura 4.21.



Figura 4.21. Flujo de salida.

Para realizar la conexión eléctrica se utiliza un cable blindado de dos conductores. Este cable se conecta a la bornera dentro de la cabeza del transmisor de flujo.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Las figuras 4.22 y 4.23 muestran una imagen y un diagrama de las conexiones eléctricas internas del medidor de flujo.

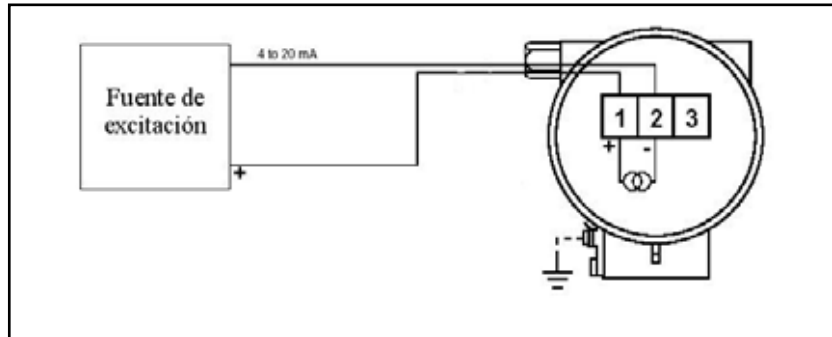


Figura 4.22. Bornera de conexión.

Figura 4.23. Conexión eléctrica.

Las terminales 1 y 2 son utilizadas para tender una conexión hacia la tarjeta principal de acondicionamiento de señales, mediante el cable blindado de dos cables, a través del cual se establece el lazo de corriente que alimenta al transmisor y a través del cual se lleva a cabo la medición del flujo de salida.

Indicadores de nivel

En la detección de nivel se utiliza un conjunto de electrodos, los cuales son una extensión del cable de conducción de señales que se conecta a la tarjeta principal de acondicionamiento de señales.

La figura 4.24 muestra, esquemáticamente, la inserción de los electrodos en el tanque de suministro de agua. La señal recibida será útil para que el operador active o desactive, manualmente, el bombeo desde una cisterna adyacente para el llenado de este tanque.

La figura 4.25 muestra un esquema de la inserción de los electrodos en el condensador, ubicado en el interior del cuarto de monitoreo. La señal recibida será útil para que el sistema active o desactive, mediante la apertura o cierre de la válvula solenoide, el llenado del condensador.

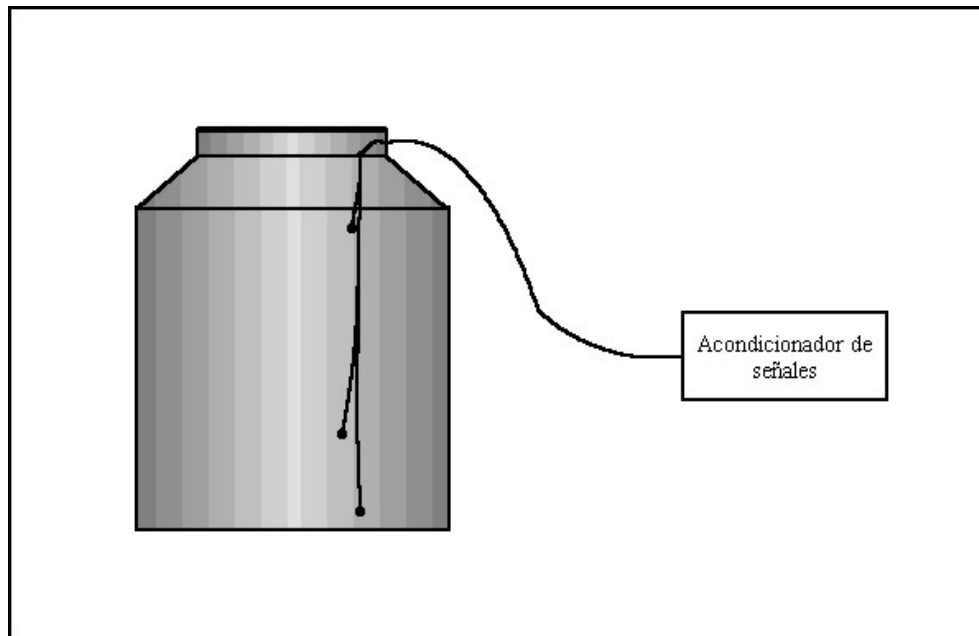


Figura 4.24. Electrodo dentro del tanque de suministro.

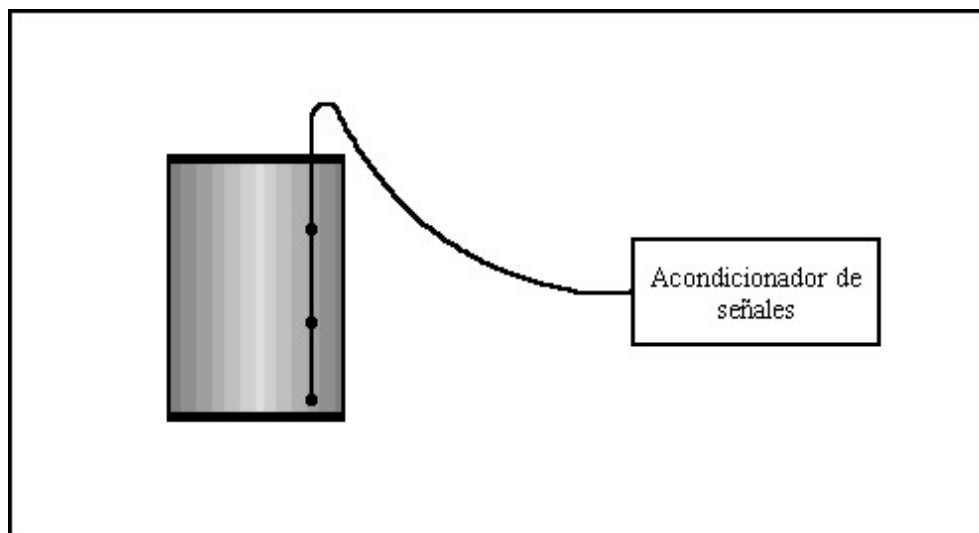


Figura 4.25. Electrodo dentro del condensador.

Para la inserción de los electrodos en el condensador, éstos fueron guiados por medio de una barra rígida, con el objetivo de que la turbulencia generada por la entrada de agua o vapor no alterara su profundidad de penetración. En el tanque de suministro eso no fue necesario.

Seguidores del Sol

Para propósitos de instalación, el sistema de seguimiento del sol se puede dividir en los siguientes módulos:

- a) Módulo de detección de intensidad luminosa (fototransistores)
- b) Módulo de control (activación/desactivación de relevadores en función de las señales recibidas del módulo de detección de intensidad luminosa)
- c) Módulo de actuación (motor y tornillo sin fin para mover la estructura de los concentradores parabólicos)

a) Módulo de detección de intensidad luminosa

El arreglo de fototransistores, que se resguardan en una pequeña caja metálica, se monta en la parte superior de uno de los concentradores centrales de cada módulo, como se observa en las figuras 4.26 y 4.27.



Figura 4.26. Colocación de sensores de intensidad luminosa.



Figura 4.27. Caja que resguarda a los fototransistores.

b) Módulo de control

La caja que resguarda la tarjeta electrónica del sistema de seguimiento del sol se coloca sobre un soporte metálico, en la base de la estructura central de soporte del módulo de concentradores. La figura 4.28 muestra lo descrito.



Figura 4.28. Módulo de control.

c) Módulo de actuación

En el soporte central de la estructura de los concentradores se ubica una plataforma, la cual cumple con dos propósitos: sostener el motor de ángulo recto que genera un giro y sostener la guía por la cual se hace pasar al tornillo sinfín, que transmite dicho giro hacia toda la estructura móvil.

Las figuras 4.29 y 4.30 muestran este conjunto de elementos de giro.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA



Figura 4.29. Ubicación del motor en el módulo de concentradores.

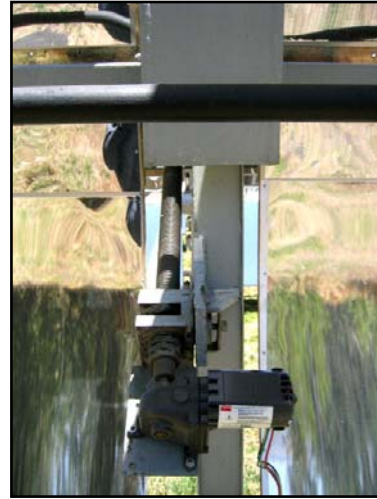


Figura 4.30. Motor y tornillo sinfín.

Transductor de posición angular

El transductor de posición angular se acopla a una de las superficies planas del cuarto módulo de concentradores, mediante una placa de aluminio sujeta a su eje de rotación, como se muestra en las figuras 4.31 y 4.32.



Figura 4.31. Placa de acoplamiento.



Figura 4.32. Montaje en el módulo de concentradores

Bomba de suministro de agua

La bomba de suministro de agua fue ubicada en un lugar fácilmente accesible para su inspección durante el funcionamiento y, al mismo tiempo, trató de simplificarse al máximo la distribución de las tuberías de succión y descarga. La bomba fue colocada lo más cerca posible de la fuente del líquido a bombear (condensador), a fin de que la tubería de succión fuera lo más corta y directa posible, reduciéndose así las pérdidas por fricción.

Se construyó una estructura lo suficientemente robusta para soportar rígidamente la base de la bomba y su motor de accionamiento, y además absorber cualquier vibración o esfuerzo que pudiera originarse durante el funcionamiento. La alineación correcta del eje de la bomba y del motor fue imprescindible para lograr un funcionamiento sin inconvenientes. Dicha alineación se constató una vez anclado el grupo motobomba y posterior a la colocación de la tubería. La alineación final de la bomba se verificó en condiciones de alta temperatura.

Es necesario purgar la bomba perfectamente antes de ponerla en marcha, evitando así que se dañen las partes internas de la misma que dependen del líquido a bombear, para su lubricación.

Dado que el agua de entrada al ciclo, proveniente del condensador, contiene sedimentos en suspensión, se usó un filtro previo a la entrada, procurando que su tamaño brindara un mayor período de inspección y no estrangulara la bomba. En la tubería de descarga se instaló una válvula de retención, con el fin de retirar el filtro para mantenimiento.

Filtro

Se construyó con una sección de tubería de 2.5 pulgadas de diámetro, lo que evitó la estrangulación de la bomba, ya que la línea de succión es de 1 pulgada. Se colocaron 3 materiales diferentes para retener la materia sólida del agua. La estructura del filtro se muestra en la figura 4.33 y la instalación final en la figura 4.34.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

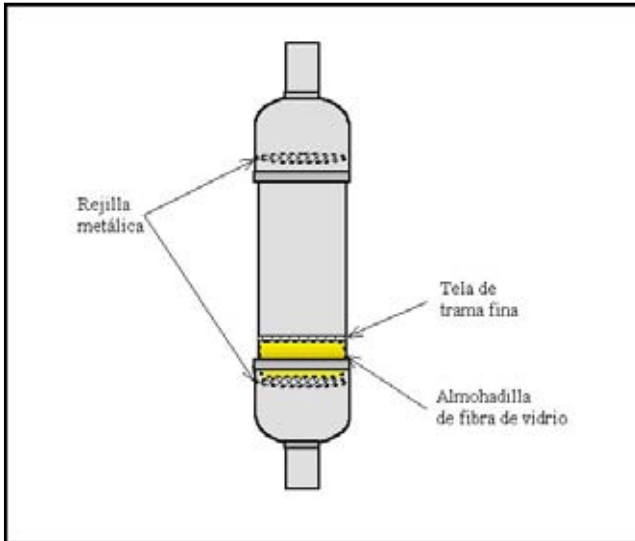


Figura 4.33. Construcción del filtro.



Figura. 4.34. Filtro.

Válvula tipo solenoide

La válvula tipo solenoide fue conectada en la línea que va desde el tanque de suministro hasta el condensador, en serie con una válvula manual, de tipo esfera, para poder interrumpir la entrada de agua en caso de falla. La instalación se muestra en la figura 4.35.

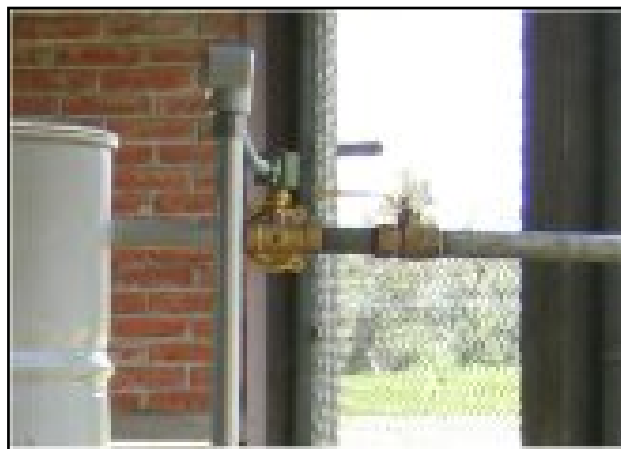


Figura 4.35. Instalación de la válvula tipo solenoide.

El cable de alimentación eléctrica y activación se conduce a través de un *conduit* hasta la tarjeta principal de acondicionamiento de señales.

Válvula de apertura proporcional

La válvula de apertura proporcional fue conectada a la salida de la línea de flujo, en la descarga de vapor hacia el condensador, en serie con una válvula manual, de tipo esfera, para poder interrumpir la entrada del fluido en caso de falla. La instalación se muestra en la figura 4.36.



Figura 4.36. Montaje de la válvula de apertura proporcional.

Dados el peso de la válvula de apertura proporcional y la potencial vibración de la tubería en condiciones normales de operación, fue necesario sujetarla con un soporte metálico apoyado en el piso y anclado al muro adyacente.

Los cables de alimentación eléctrica y de activación se conducen a través de un *conduit* hasta la tarjeta principal de acondicionamiento de señales. En este caso, el cable de activación se conecta a las terminales de una de las salidas analógicas de la tarjeta principal.

4. INTEGRACIÓN E INSTALACIÓN DEL SISTEMA

Motogenerador

El equipo para generación de energía eléctrica se muestra en la figura 4.37, consta de un motor de vapor y un generador trifásico. En la figura 4.38 se muestra el banco completo, incluyendo el tablero de lámparas que actúa como carga y un módulo de medición de voltaje y corriente generados.

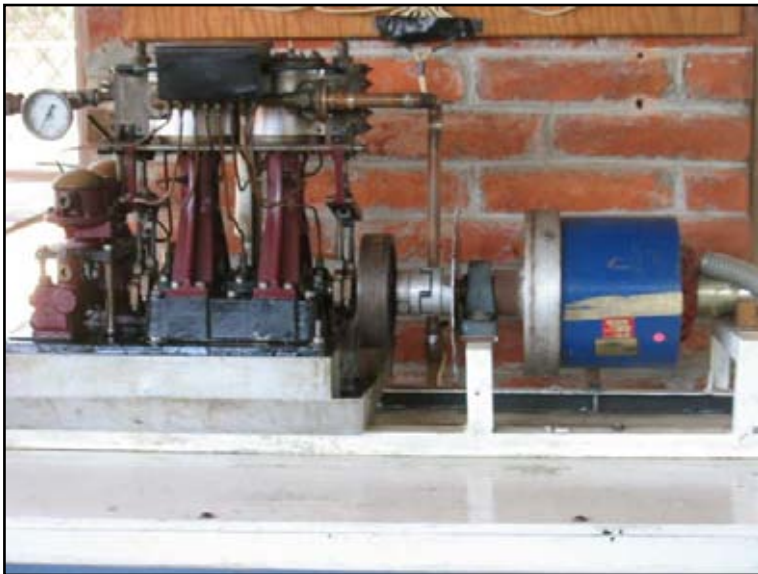


Figura 4.37. Motor de vapor y generador.



Figura 4.38. Bloque de generación y carga eléctrica.

El tablero de carga consta de 25 lámparas de 100 W. En una prueba típica de desempeño del sistema de generación de electricidad, es posible alcanzar hasta 1 kW de potencia, con lo cual se alimentan 10 de las lámparas.

4.2.2. Acondicionadores de señal

La tarjeta principal en la que se realiza la conexión de los circuitos de acondicionamiento, para la entrada y salida de señales, fue colocada dentro de un gabinete, en la parte interna de la pared sur del cuarto de monitoreo. Dicho gabinete tiene unas dimensiones de 50 cm de alto, 50 cm de ancho y 20 cm de profundidad, con una placa de montaje de 47 cm X 43.7 cm.

En este gabinete se acomodan los siguientes elementos:

- Tarjeta principal para entrada y salida de señales
- Tarjeta de alimentación (fuente principal y fuente de excitación de los transmisores)
- Tarjetas individuales de acondicionamiento de señales para cada transmisor y actuador

Un esquema de las conexiones al gabinete se muestra en la figura 4.39.

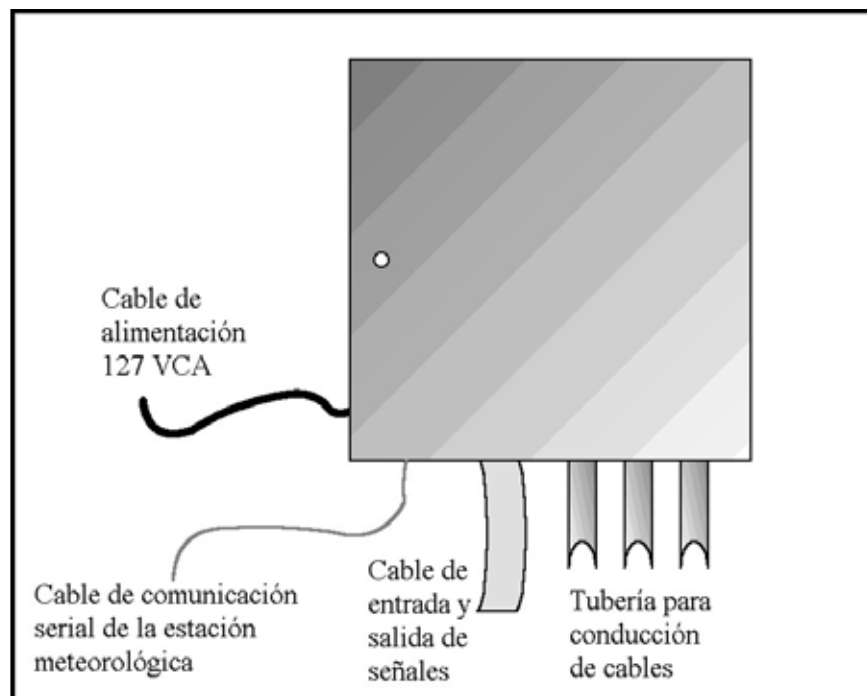


Figura 4.39. Conexiones al gabinete central.

En la figura se observan los elementos de salida y entrada del gabinete:

- a) Cable de alimentación eléctrica.
- b) Cable de comunicación de la estación meteorológica, que no tiene ninguna conexión dentro del gabinete y únicamente atraviesa por éste.
- c) Cable de entrada y salida de señales, que se conecta a la tarjeta de adquisición de datos.
- d) Tubería para conducción de cables, distribuidos de la forma en que se describe en la siguiente tabla.

Conduit	Señales
1	<ul style="list-style-type: none">- Transmisor de presión 1- Transmisor de presión 2- Transmisor de flujo 1- Transmisor de flujo 2- Transmisor de temperatura 1- Transmisor de temperatura 2
2	<ul style="list-style-type: none">- Transmisor de posición angular- Control de seguidores solares (8)
3	<ul style="list-style-type: none">- Detector de nivel 1- Detector de nivel 2- Control de válvula solenoide- Control y alimentación de válvula proporcional- Control de velocidad angular- Cable de comunicación de la estación meteorológica

Tabla 4.3. Distribución de cables en la tubería.

4.2.3. Computadora personal y tarjeta de adquisición de datos

La computadora personal se localiza en el interior del cuarto de máquinas, en un banco de trabajo en el que se encuentra a un costado del gabinete montado en el muro. La conexión del gabinete central con la computadora personal se muestra en la figura 4.40.



Figura 4.40. Ubicación final de la computadora personal y gabinete.

Una vez instalados todos los componentes involucrados en el monitoreo del comportamiento de la Planta Solar, se procedió a la realización de las pruebas de operación iniciales.

CAPÍTULO 5

PRUEBAS Y APLICACIONES

El objetivo de las pruebas descritas en el presente capítulo fue observar el comportamiento de cada elemento ya integrado a un ente global, ya que el desempeño observado en las pruebas individuales que de éstos se hace en el ámbito del laboratorio, puede variar una vez que se hace la evaluación de campo.

Previo a la realización de dichas pruebas, se examinan los componentes de campo para asegurar que el diseño, la instalación y requerimientos operacionales han sido cumplidos como se definieron en el proyecto. Esencialmente, se ha de verificar el cumplimiento de los cuatro aspectos que se listan a continuación:

- Que las tuberías de proceso, de conducción de líneas eléctricas y de señales han sido instaladas.
- Que cada instrumento ha sido apropiadamente instalado, tanto en su conexión a la tubería como en el alambrado para la alimentación eléctrica y la transmisión de señales de medición y/o control.
- Que las fuentes de alimentación eléctrica se encuentran conectadas y a los niveles de voltaje apropiados.
- Que la tubería soporta la presión máxima esperada y que no presenta fugas.

5.1. PRUEBAS AL SISTEMA

Durante los meses de marzo a mayo de 2003 se iniciaron las pruebas de operación del sistema, habiéndose trabajado en forma parcial e intermitente. Las razones de esto han sido, principalmente:

- Condiciones climatológicas poco favorables.
- Problemas técnicos de operación con respecto a la tubería que conduce el fluido de trabajo.
- Interrupciones en la operación por períodos vacacionales.

Entre las pruebas preliminares desarrolladas se encuentran las relacionadas con el campo de concentradores y las de operación del sistema de adquisición de datos.

La primera prueba para verificar la operación de la Planta Solar consistió en hacer circular agua en toda la tubería, sin enfocar los concentradores hacia el sol, mediante la operación de la bomba y con la salida abierta. Lo anterior con la finalidad de observar posibles fugas (las más evidentes) por una deficiente conexión de los tramos de tuberías y mangueras. Una vez que se logra la circulación del agua, se cierra la salida, de manera que la presión dentro de la línea se incremente y se verifique, en condiciones más parecidas a las de operación, que efectivamente no existen fugas. Cuando la línea se presuriza, la resistencia de una mala conexión puede vencerse y mostrar una fuga que en la primera prueba no haya podido manifestarse.

En esta etapa sí se presentaron diversas fugas en la trayectoria de la línea, ocasionadas mayormente por el desgaste del acoplamiento de bronce entre las mangueras y las rótulas que conectan los puentes a los absorbedores. La figura 5.1 muestra una de estas conexiones.

La siguiente prueba ya involucra la generación de vapor, lo que introduce un factor más de posible falla para la instalación hidráulica, el incremento de temperatura. En estas condiciones, se hizo evidente el desgaste de uno de los absorbedores de calor, el cual manifestó la fuga mostrada en la figura 5.2



Figura 5.1. Manguera de conexión.



Figura 5.2. Fuga en un absorbedor.

Una vez resueltos los inconvenientes antes descritos, mediante la sustitución de los elementos o el reajuste de conexiones, fue posible comenzar a probar el sistema de monitoreo.

5.1.1. Dispositivos de medición

El propósito de las pruebas realizadas con respecto a los instrumentos de medición es el de observar el desempeño de éstos en condiciones dinámicas de operación, ya que las condiciones de laboratorio no demandan las mismas capacidades por parte de los medidores. A continuación se exponen las observaciones realizadas en cada caso.

Estación meteorológica

La operación de la estación meteorológica fue satisfactoria, con respecto a los requerimientos de operación establecidos en las secciones 2.2.4 y 3.2.1. Únicamente se presentó un problema de comunicación con la cabeza donde se ubica el piranómetro, la cual consistió en una deficiente conexión del cable de comunicación con el adquisidor de datos, y que fue solucionado mediante el remplazo de dicho conector. La estación permanece en operación, registrando los datos para los que se han conectado sensores y generando la base de datos de las condiciones meteorológicas presentes en la Planta Solar.

Posición angular de los colectores

La operación del circuito potenciométrico, utilizado en la medición de la posición angular de los colectores, fue la adecuada, con respecto a los requerimientos de operación establecidos en las secciones 2.2.4 y 3.2.2. El desplazamiento total durante el período de prueba fue muy pequeño, del orden de $\pm 3^\circ$ a partir de un ángulo de ajuste de -23° , que es la medición promedio durante los meses en que se llevaron a cabo las pruebas iniciales.

Transmisores de presión

La operación de estos transmisores no presentó problemas y las adiciones de accesorios descritos en las secciones 3.2.3 y 4.2.1, que se hicieron para operación a altas temperaturas, funcionaron de acuerdo con los requerimientos establecidos en las secciones 2.2.4 y 3.2.3.

Transmisores de temperatura

Al igual que en el caso de los transmisores de presión, los transmisores de temperatura no presentaron problemas de medición, únicamente fue necesario hacer un reajuste de los tornillos de sujeción del transmisor al cuerpo del sensor, debido a que con el paso del fluido por la tubería, éstos son afectados por la vibración producida.

Transmisores de flujo

En el caso de la medición de flujo, se debe considerar que no se utiliza el mismo tipo de medidor a la entrada que a la salida. En la salida se utiliza un transmisor tipo vortex, el cual, para esta medición, no presentó problemas. El transmisor tuvo un buen desempeño en las pruebas realizadas con flujo de vapor a bajas y a altas presiones; por otra parte, el transmisor de entrada, de tipo rotámetro, sí presentó un problema de obstrucción, debido a residuos de óxido que se producen con la operación de la planta.

La operación normal de la planta solar involucra una oxidación de las paredes internas de la tubería, la cual se acumula en los períodos en los que no se hace circular el fluido de trabajo. Cuando se establece un flujo a presión y a altas temperaturas, los residuos de dicha oxidación son arrastrados hacia la salida y pueden bloquear el funcionamiento de ciertos dispositivos. Como el vapor generado se hace recircular mediante el condensador, cierta cantidad de residuos se envían hacia la entrada del circuito y por lo tanto afectan la operación del rotámetro.

Para resolver el problema presentado con el rotámetro se decidió, previo a la realización de cada prueba, enviar agua hacia la tubería y liberarla sin hacerla recircular, de manera que se haga una limpieza del circuito antes de que el fluido pase por todos los instrumentos. Adicionalmente, como también se produce cierta cantidad de óxido dentro del mismo condensador, se implementó un filtro a la salida de éste, con la finalidad de atrapar los residuos de óxido sin obstruir el paso del agua. Una vez que el filtro se haya saturado de óxido, será necesario remplazarlo para que de esta forma se permita la operación adecuada del rotámetro.

Detección de nivel

El circuito de detección de nivel en el tanque de suministro operó de la forma especificada en la sección 4.2.1. Los datos enviados por éste son desplegados en la pantalla de monitoreo, indicando los estados de los niveles mínimo y máximo establecidos previamente. Sin embargo, el circuito en el condensador presentó una respuesta acorde con las mismas especificaciones sólo al inicio de las pruebas, mientras la temperatura y presión del fluido van incrementándose. A medida que el fluido alcanza la temperatura de ebullición (94° en la Ciudad de México), la turbulencia provocada en el condensador, al recircular éste, provoca una activación y desactivación intempestiva del detector de nivel, lo que deriva en una operación deficiente del suministro de agua fría al condensador.

El nivel de agua en el condensador, además de garantizar un suministro de agua ininterrumpido hacia el proceso, envuelve también un aspecto de seguridad para los operadores, resulta crítico que no se llegue a condiciones de alta presurización del condensador, para evitar percances.

En virtud de lo anterior, se eligió eliminar la detección del nivel por medio de los electrodos, y llevar a cabo el llenado de agua del condensador de forma manual. El operador puede verificar el nivel de agua mediante la columna de vidrio comunicada con el condensador y operar la válvula solenoide desde la computadora de monitoreo.

5.1.2. Dispositivos de control

En el caso de los dispositivos de control, se tuvieron que utilizar algunos que ya existían en la Planta Solar y que no fueron especificados para esta etapa del proyecto, por lo que se presentaron mayores contratiempos.

Los problemas que se presentaron y las soluciones que se decidió implementar, se describen en los siguientes párrafos.

Válvulas tipo solenoide

La válvula instalada para controlar el flujo de agua fría, desde el tanque de suministro hasta el condensador, operó de acuerdo con los requerimientos especificados en las secciones 2.2.4 y 3.2.7, aunque también se presentó el problema de que acumula fácilmente la suciedad que recibe, resultando en una obstrucción del émbolo que cierra la válvula. Para resolver este problema se le da mantenimiento periódico a la válvula, que consiste en se desensamble limpieza y aplicación de una grasa lubricante.

Válvula proporcional

Como se puntualizó anteriormente, la operación normal de la planta solar involucra una oxidación de las paredes internas de la tubería y, como en el caso del medidor de flujo tipo rotámetro, se presentó un mal funcionamiento de la válvula proporcional, la cual, en las primeras pruebas, fue obstruida por la acumulación de óxido en su abertura. Tal obstrucción ocasionaba una presurización no deseada, e incluso riesgosa, del sistema. No se tenía el control sobre el desahogo del vapor generado. La única solución posible fue la de retirar la válvula proporcional y hacer una limpieza de su mecanismo de apertura.

Por cuestión de seguridad, se conectó una derivación a la salida del ciclo para, en caso necesario, operar manualmente un desfogue del vapor producido.

Inversor y bomba de suministro de agua

En el caso del inversor y la bomba de suministro, éstos presentaron el desempeño proyectado en la sección 3.2.8. La bomba es capaz de proporcionar flujos del orden de 20 lt/min, aún en condiciones en las que la presión alcanza valores de 4 bars, de manera que las condiciones de flujo pueden ser reguladas y se tiene el control necesario para los experimentos a desarrollar.

Seguidores solares

Cada uno de los elementos que conforman el sistema de seguimiento solar funcionó de acuerdo con los requerimientos establecidos en la sección 3.2.2. Tanto el posicionamiento manual, por medio de la activación de interruptores, como el posicionamiento automático, por medio de fototransistores, permitieron un correcto enfoque de los concentradores, para captar la mayor cantidad de radiación solar. Sin embargo, la exposición permanente a la intemperie de los seguidores hace que los elementos de éstos sufran un deterioro importante. Las cubiertas de acrílico que protegen a los fototransistores se ensucian fácilmente o se desprenden de la caja metálica de fijación, con lo que se introduce un error en la posición de enfoque. Además, todas las partes metálicas, incluyendo cables, conexiones, interruptores y circuito impreso, sufren de oxidación.

La solución a la oxidación que sufren los elementos de los seguidores es implementar el aislamiento correcto, para que éstos no sufran deterioro por su exposición a la intemperie, aunque por el momento sólo se corrige este inconveniente por medio de la limpieza de los mismos.

5.2. ADQUISICIÓN DE DATOS

La adquisición de los datos generados por el sistema de monitoreo de la Planta Solar se llevó a cabo en dos etapas. En la primera de ellas aún no se contaba con la instalación de todos los elementos tratados en los Capítulos III y IV, y se trató de una evaluación preliminar del comportamiento de todos los elementos. En la segunda etapa ya se contaba con la totalidad de los dispositivos instalados y ligados, en su operación, al programa de adquisición de datos desarrollado.

5.2.1. Primera etapa de pruebas y adquisición de datos

Desde la primera etapa de pruebas, la adquisición de los datos provenientes de la estación meteorológica se llevó a cabo sin contratiempos. La tabla 5.1 contiene algunos de los datos registrados, que corresponden al 11 de marzo del 2003.

Hora	Radiación global [W/m²]	Radiación directa [W/m²]	Radiación difusa [W/m²]	Temp. Ambiente [°C]	Velocidad del viento [m/s]	Dirección del viento [°]
12:00	786	681.5	112.5	22.59	1.381	150.5
12:05	792	680.1	117.7	22.91	1.866	170.2
12:10	805	691.1	117.5	22.64	1.17	198.8
12:15	810	708	105.2	23.01	2.519	176.2
12:20	837	749	89	23.41	2.473	181.9
12:25	811	709	102.8	23.57	2.863	155.6
12:30	826	725	101.7	23.49	3.45	170.5
12:35	836	742	94.2	23.68	1.958	199.5
12:40	859	774	84.4	23.31	1.928	209.7
12:45	868	790	78.2	23.44	1.357	237.2
12:50	877	802	77.4	24.14	1.527	184.8
12:55	872	804	71.2	24.56	1.384	217
13:00	883	818	69.04	24.27	3.437	167
13:05	880	814	72	24.21	1.549	190.4

Tabla 5.1. Datos de la estación meteorológica.

Con respecto a la adquisición de los datos correspondientes al sistema GDV, en esta primera etapa se probó un diseño preliminar de las tarjetas de adquisición de datos y una versión básica del programa de monitoreo. Las figuras 5.3 y 5.4 muestran ambos elementos, que aún presentaban un aspecto muy rudimentario. No obstante, el sistema implementado en esta primera etapa sí resultó de utilidad para generar una base de datos preliminar de las variables requeridas para el análisis de los experimentos realizados.

La tabla 5.2 contiene los datos registrados por el sistema de monitoreo el 11 de marzo del 2005.

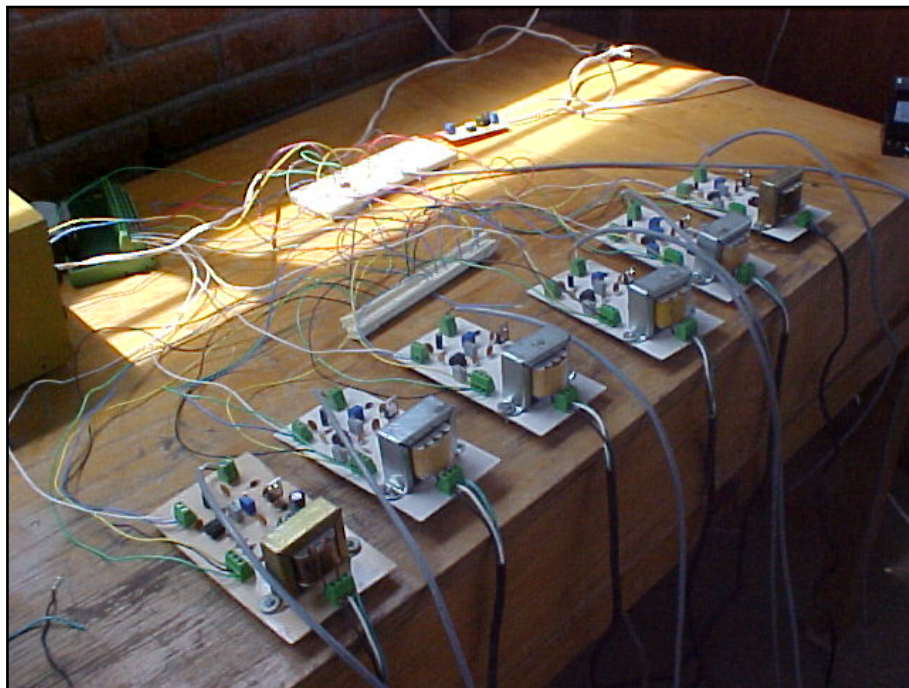


Figura 5.3. Instalación inicial de tarjetas de acondicionamiento.



Figura 5.4. Pantalla inicial del programa.

Hora	Temp. Entrada [°C]	Presión entrada [bars]	Flujo entrada [l/m]	Temp. Salida [°C]	Presión salida [bars]	Flujo salida [dm³/s]
12:00	23.4	0.1	1.9	33.4	0.0	0.0
12:05	23.8	0.8	0.0	106.0	0.7	0.0
12:10	23.7	0.9	0.0	108.8	0.8	2.2
12:15	23.8	0.7	0.0	108.8	0.0	10.3
12:20	69.0	0.8	4.8	130.8	0.4	15.0
12:25	78.4	1.3	5.9	113.3	0.8	13.9
12:30	90.3	1.6	3.6	117.3	0.9	4.1
12:35	78.2	1.6	4.1	117.5	0.8	10.4
12:40	92.1	2.3	5.9	122.2	1.4	14.6
12:45	87.4	1.8	9.1	119.5	0.9	11.7
12:50	78.4	2.1	7.4	122.1	1.1	8.5
12:55	90.5	2.2	7.3	121.5	1.3	8.2
13:00	80.7	1.5	8.2	114.8	0.8	8.1
13:05	88.7	1.7	7.8	119.5	1.0	8.5

Tabla 5.2. Datos de las variables de proceso.

Un primer punto a resaltar surge al comparar la primer columna de las tablas 5.1 y 5.2, en las que se observa una coherencia entre los periodos de registro de datos tanto de las variables meteorológicas como de las variables de proceso. De esta forma, puede llevarse a cabo un análisis del comportamiento del sistema en un lapso de tiempo bien definido.

5.2.2. Segunda etapa de pruebas y adquisición de datos

La operación de la Planta, en su segunda etapa, se dio con un módulo de acondicionamiento y registro de datos mejorado, con los circuitos de acondicionamiento construidos en tarjetas más

5. PRUEBAS Y APLICACIONES

pequeñas y con la facilidad de ser integrados a una tarjeta principal de conexión a la TAD insertada en la computadora personal. En la figura 5.5 se muestran uno de los circuitos construidos como prototipo preliminar y uno de los que finalmente se utilizaron, ambos correspondientes a la misma función de acondicionamiento (conversión de corriente a voltaje); en la figura 5.6 se muestra la tarjeta principal de conexiones.

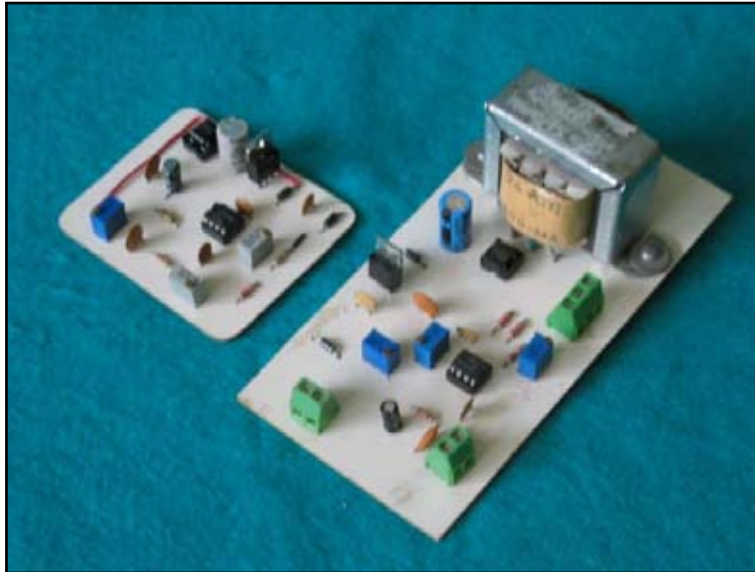


Figura5.5. Tarjetas de acondicionamiento utilizadas.

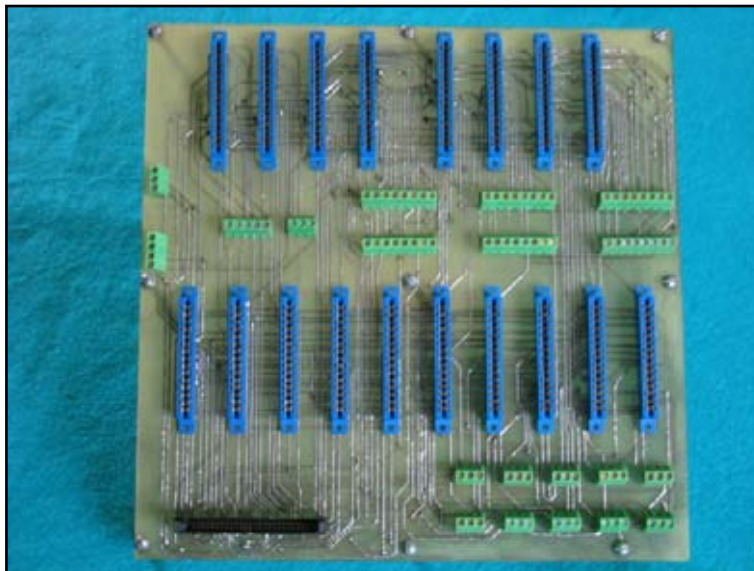


Figura5.6. Tarjeta principal.

La tarjeta principal, junto con todos los circuitos de acondicionamiento de señales, es alojada en un gabinete metálico y con comunicación hacia la tarjeta de registro de datos insertada en la computadora personal.

A la fecha, las variables meteorológicas se registran continuamente, generándose así, una base de datos de las condiciones que se tienen en la planta solar. Así, será posible caracterizar, en cierta medida, las condiciones predominantes en la zona donde se ubica la planta, en un período de tiempo relativamente grande.

Con respecto a los datos de las variables de proceso, estos se generan de manera intermitente y bajo condiciones específicas de operación, dependiendo de los objetivos particulares de cada prueba realizada. En conjunto, todas las mediciones que se realizan serán de utilidad para caracterizar con la mejor fundamentación posible, los sistemas de Generación Directa de Vapor.

5.3. APLICACIONES

El sistema de monitoreo implementado es la base para experimentos enfocados a diferentes aspectos de los sistemas GDV. Algunos de ellos, descritos en las siguientes secciones, son:

- Deformación del absorbedor.
- Patrón de flujo en el absorbedor.
- Incremento de la calidad de vapor de los ciclos geotermoeléctricos.

5.3.1. Estudio de la deformación del absorbedor

Planteamiento del problema

En el proceso de generación directa de vapor en plantas solares de canal parabólico, se presentan inestabilidades en el tubo absorbedor, provocadas por la formación de flujos estratificados bifásicos

durante la ebullición del agua y que dependen del ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre la superficie exterior del absorbedor.

La inestabilidad más crítica es la deformación instantánea transitoria del absorbedor, transversal a su eje, ésta provoca la ruptura del tubo de vidrio envolvente empleado para reducir las pérdidas térmicas al ambiente, al mismo tiempo, reduce las propiedades mecánicas de los materiales del absorbedor creándole deformaciones permanentes; además, se crean esfuerzos térmicos en la pared que originan daños al recubrimiento selectivo. El grado de deformación es función directa del gradiente de temperaturas formado en la pared del tubo.

Los flujos de agua y vapor en el absorbedor son caracterizados por los diferentes coeficientes de transferencia de calor; diferentes patrones de flujo causan diferentes perfiles de temperatura en la pared en una sección transversal. Por ejemplo, el flujo estratificado, conduce a un sobrecalentamiento local de la pared del absorbedor, la gran diferencia entre los coeficientes de transferencia de calor de la sección líquida y la sección de vapor en la superficie interna del tubo da como resultado altos gradientes de temperatura que inducen a serios problemas como los ya citados.

Por lo anterior, el conocimiento de las temperaturas en la pared del absorbedor en tiempo real proporciona información adecuada para establecer qué régimen de flujo se presenta dentro de éste y así, predecir su respuesta de comportamiento al régimen de flujo formado.

Desarrollo

Para dar una solución adecuada a la problemática presentada, se realizó la instrumentación necesaria para registrar las lecturas de temperatura en 6 termopares, colocados radialmente en el absorbedor de los concentradores solares, y el desplazamiento vertical del mismo.

a) Sensores utilizados

Se emplearon 6 termopares tipo K (cromo-aluminio) de bayoneta con resorte, los cuales fueron

colocados en la superficie exterior del tubo receptor por medio de un adaptador de abrazadera. Dos esquemas de la colocación se ilustran en las figuras 5.7 y 5.8. Para evitar la influencia del flujo de irradiancia durante la medición de temperatura de la pared del receptor, se aisló con material refractario la punta de los termopares.

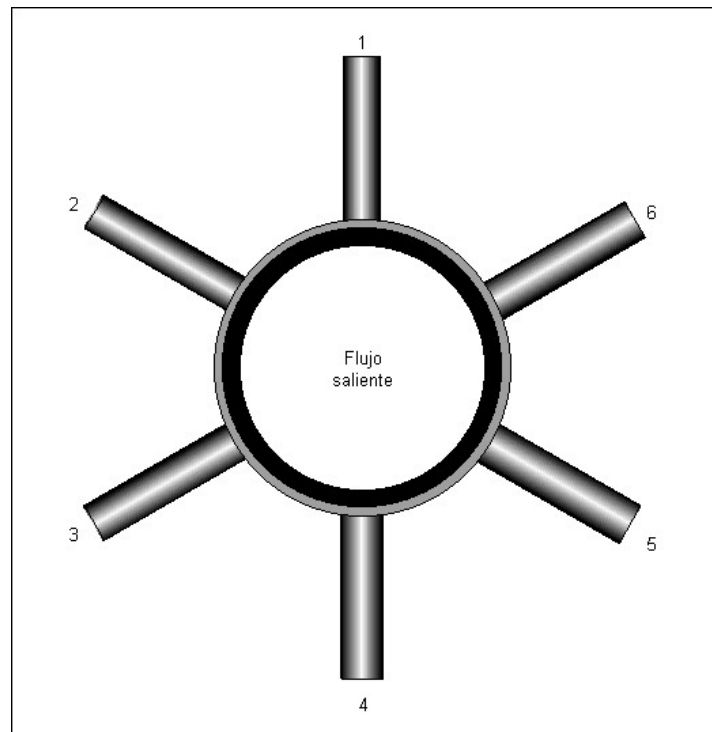


Figura 5.7. Colocación radial de los termopares.

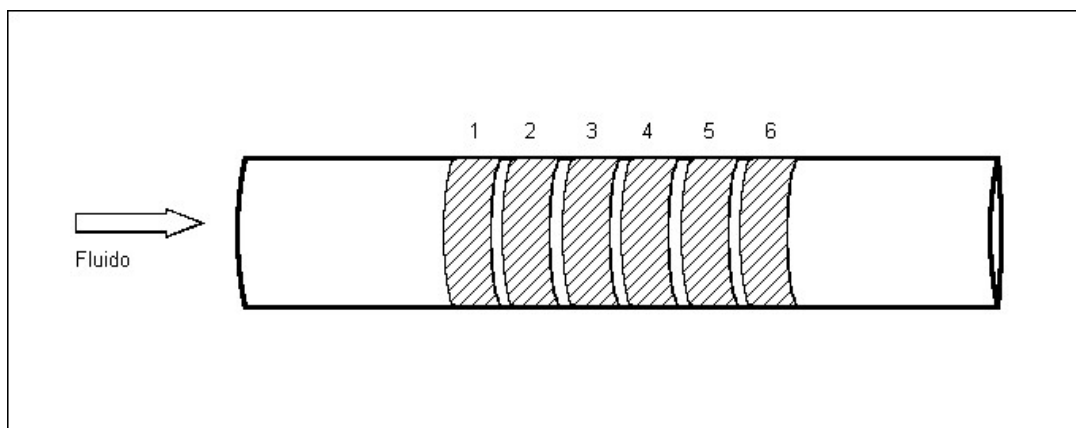


Figura 5.8. Colocación longitudinal de los termopares.

5. PRUEBAS Y APLICACIONES

Se empleó también un mecanismo de medición de desplazamiento, consistente de un potenciómetro deslizable sujeto a una regleta fijada en el tubo del concentrador. Este dispositivo, esquematizado en la figura 5.9, fue capaz de detectar cambios de desplazamiento con resolución de 1 mm, en un intervalo aproximado de 30 mm.

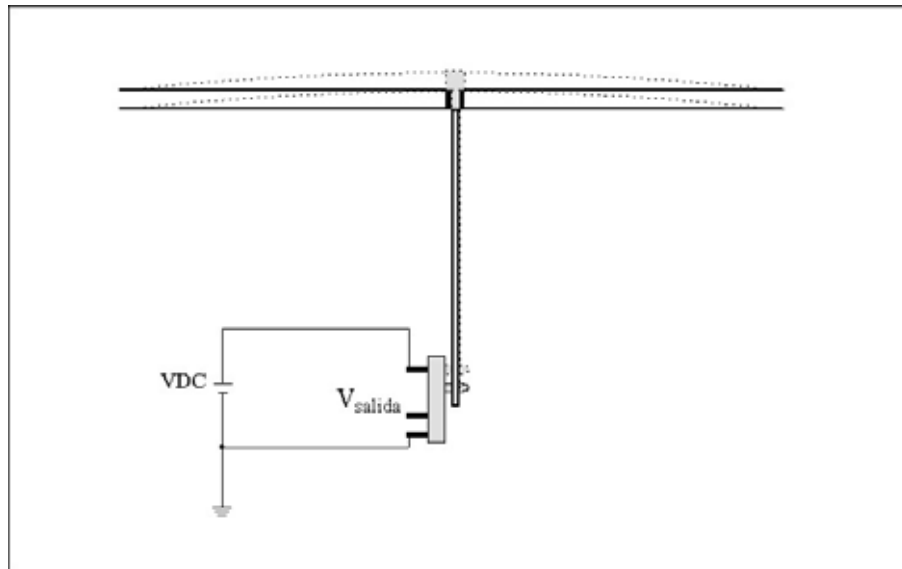


Figura 5.9. Dispositivo para la medición de desplazamiento vertical.

b) Módulo de acondicionamiento de señales y registro de datos

Para la medición y registro de los valores de temperatura de los 6 termopares se hizo uso de una TAD de entradas y salidas múltiples, en conjunto con un bloque de conexión y acondicionamiento. Las principales características de dicha tarjeta son:

- 16/8 entradas analógicas sencillas/diferenciales
- 12 bits de resolución
- Tasa de muestreo de 100 kS/s
- Rango de entrada de ± 0.05 a ± 10 V
- 2 salidas analógicas
- Rango de salida de hasta ± 10 V
- 8 entradas/salidas digitales

Con esta tarjeta, en conjunto con el bloque de conexión y acondicionamiento, se tiene la facilidad de medir temperatura de una manera directa, conectando cada termopar a un canal analógico diferencial. Dentro de este bloque existe una zona en la que se pueden agregar componentes de filtrado, amplificación, etc. Así mismo, se tiene un sensor de temperatura, ubicado en la TAD, para llevar a cabo la compensación de unión fría requerida cuando se utilizan termopares.

La información proveniente del dispositivo para medir la flexión, así como de cada uno de los termopares, es registrada en una PC mediante la tarjeta de adquisición de datos.

c) Programa

El programa de monitoreo y registro de datos se desarrolló en el software LabVIEW, esencialmente involucra el algoritmo de conversión del voltaje medido a temperatura, atendiendo a los principios físicos de funcionamiento de los sensores utilizados. En la figura 5.10 se muestra la pantalla de la PC del programa desarrollado.



Figura 5.10. Panel del programa de adquisición de datos.

5.3.2. Estudio del patrón de flujo en el absorbedor

Planteamiento del problema

Otro objeto de estudio de los sistemas GDV son los posibles regímenes de flujo formados por las condiciones termohidráulicas que prevalecen durante la generación de vapor.

De acuerdo con el flujo másico y con la calidad de vapor, existe un cierto régimen de flujo en una tubería horizontal de diámetro determinado, una parte del área de la sección transversal del tubo la ocupa la fase líquida y la otra la ocupa la fase gaseosa, quedando una parte de la superficie interna del tubo en contacto con el líquido y la restante con el vapor.

La cuantificación de este fenómeno se realiza mediante la medición de la temperatura en la periferia del absorbedor, registrando para los intervalos de tiempo de prueba, las variables de proceso: temperatura, presión y flujo del fluido de trabajo; y variables meteorológicas: temperatura ambiente, radiación directa normal, velocidad y dirección del viento. De esta manera se genera una base de datos global que se utiliza para el modelado y caracterización de sistemas GDV.

Respecto a la instrumentación necesaria para monitorear el comportamiento mencionado, se instrumentó un sistema de monitoreo para la medición de temperatura en la superficie externa del absorbedor. Dicho sistema, junto con los resultados obtenidos por el mismo, es utilizado por los investigadores de la coordinación de Ingeniería Térmica y de Fluidos del I de I para el modelado del régimen de flujo que se presenta en los sistemas GDV bajo condiciones de flujo regulado y de presión y temperatura conocidas.

Desarrollo

Para definir los elementos que habrían de ser utilizados, se plantearon los requerimientos esenciales del sistema de medición de temperaturas, siendo éstos: la utilización de RTD's, la medición en 8 puntos distribuidos en la periferia del tubo absorbedor y la generación de una base de datos en que se incluyera información sobre la fecha y hora de realización del experimento.

a) Sensores utilizados

Los RTD's utilizados tienen las siguientes características:

- Elemento resistivo de platino Pt100 (100Ω).
- Medición de hasta 260°C .
- Configuración de tres cables.
- Colocación por medio de una bayoneta con resorte.
- Ángulo de 90° con respecto al cable de conducción de señal eléctrica.
- Curva europea ($\alpha = 0.00385$).

Esta última característica hace referencia a la pendiente media de la resistencia contra la temperatura para el RTD, como se muestra en la figura 5.11. El valor de alfa se conoce como el coeficiente de temperatura.

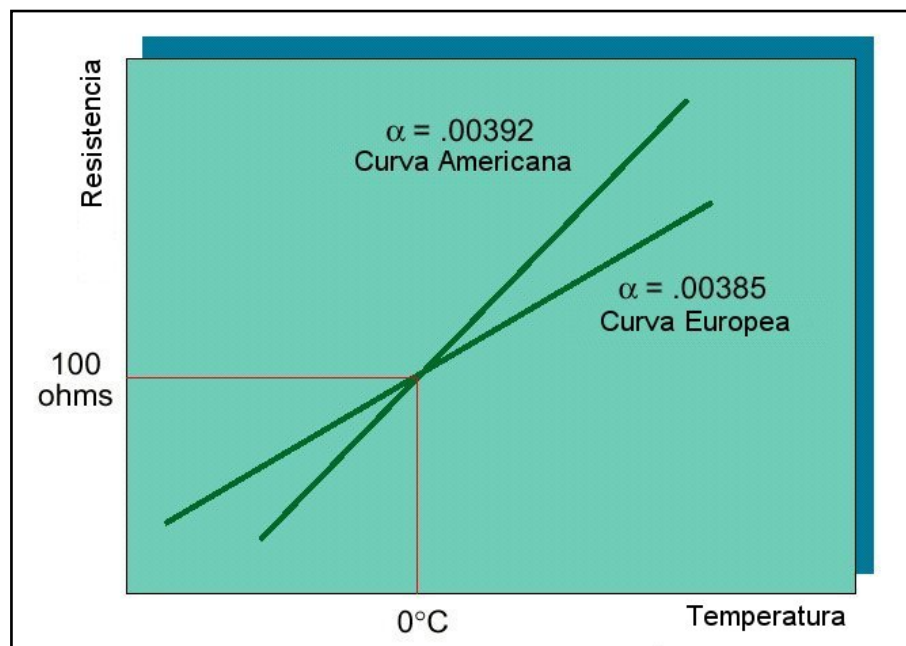


Figura 5.11. Coeficientes de temperatura para RTD's.

5. PRUEBAS Y APLICACIONES

Los RTDs son colocados en la superficie exterior del absorbedor por medio de un adaptador de abrazadera y dispuestos radialmente con una separación de 45° entre sí, como se ilustra en la figura 5.12. En la figura 5.13 se muestra la convención adoptada de designar a cada sensor con un número, del 1 al 8, en el sentido de flujo del vapor.

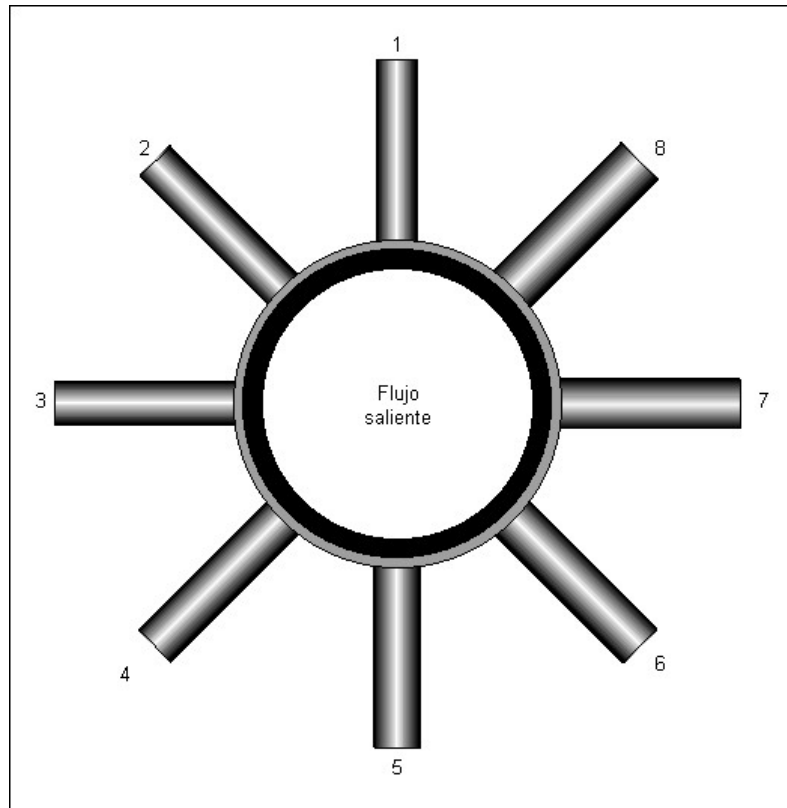


Figura 5.12. Disposición radial de los RTD's.

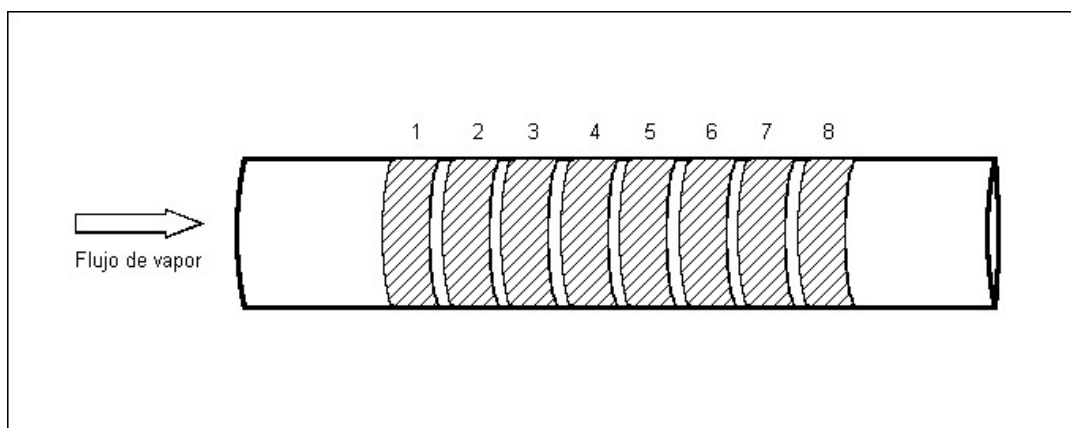


Figura 5.13. Disposición longitudinal de los RTD's.

b) *Módulo de acondicionamiento de señales y registro de datos*

La medición de temperatura se lleva a cabo mediante una TAD y un módulo acondicionador de señales, trabajando bajo el concepto de instrumentación virtual.

Con el conjunto de la tarjeta y el acondicionador se tiene la facilidad de medir temperatura de una manera directa, conectando cada sensor a un canal analógico. El bloque de conectores del módulo acondicionador admite hasta 8 sensores en modo diferencial, suministrando una corriente constante de excitación de 1 mA.

La conexión de los RTD's seleccionados, correspondientes a una configuración de tres cables, se puede hacer de dos maneras distintas, como se muestra en las figuras 5.14 y 5.15.

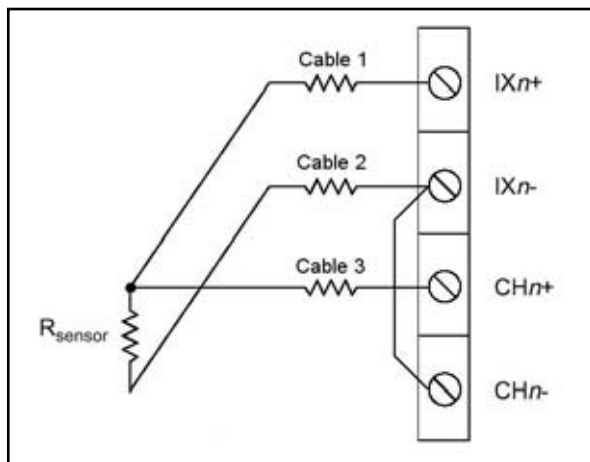


Figura 5.14. Conexión de lado alto.

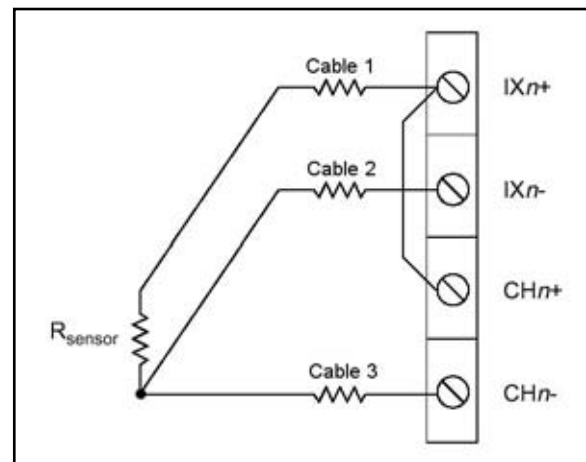


Figura 5.15. Conexión de lado bajo.

Físicamente, el sensor cuenta con un solo cable en uno de sus extremos y dos cables en el otro. La idea básica es hacer circular la corriente suministrada por la TAD a través de la resistencia del sensor y leyendo el valor de voltaje como una función del cambio de temperatura en el absorbedor. Al realizar la conexión al bloque correspondiente a la tarjeta de acondicionamiento, es necesaria la conexión a tierra del recubrimiento flexible metálico de los RTD's.

Las principales características de la tarjeta de adquisición de datos utilizada son:

- 16/8 entradas analógicas sencillas/diferenciales
- 12 bits de resolución
- Tasa de muestreo de 100 kS/s
- Rango de entrada de ± 0.05 a ± 10 V
- 2 salidas analógicas
- Rango de salida de hasta ± 10 V
- 8 entradas/salidas digitales

c) Programa

El programa de monitoreo y registro de datos se desarrolló en el software LabVIEW, esencialmente involucra el algoritmo de conversión de voltaje medido a temperatura, atendiendo a los principios físicos de funcionamiento de los sensores utilizados. En la figura 5.16 se muestra la pantalla del programa desarrollado para el monitoreo y registro de temperaturas en la periferia del absorbedor.



Figura 5.16. Pantalla del programa de adquisición de datos.

Las mediciones registradas proporcionan la información adecuada para establecer qué régimen de flujo se presenta en el absorbedor

5.3.3. Estudio para incrementar la calidad de vapor de los ciclos geotermoeléctricos

Una aplicación enfocada hacia la generación de energía eléctrica se proyecta en la población de Cerro Prieto, en colaboración con la Comisión Federal de Electricidad. Este proyecto consiste en la instalación de un sistema híbrido, en el que se incremente la calidad del vapor de una planta geotérmica, mostrada en la figura 5.17, mediante el recalentamiento del vapor extraído, por medio de concentradores parabólicos.



Figura 5.17. Planta geotérmica de Cerro Prieto.

Los sistemas geotérmicos aprovechan el calor del subsuelo mediante pozos, de los cuales se extrae una mezcla de agua y vapor. En el caso particular de Cerro Prieto, la calidad del vapor se encuentra entre el 30 y 40% y se trabaja con presiones de entre 20 y 30 bars y temperaturas de 200 °C. La generación es de 700 MW de electricidad de manera continua y con un recurso natural que representa un muy bajo impacto ambiental.

5. PRUEBAS Y APLICACIONES

Con base en los trabajos realizados en la Planta Solar del I de I se busca complementar al sistema geotérmico con un sistema solar, para el que se tienen que evaluar las condiciones de insolación de la zona. La radiación solar directa es muy abundante (valores promedio de 776 W/m^2) y puede concentrarse a fin de aumentar la calidad del vapor a emplear en las plantas de potencia con la mejora correspondiente del rendimiento final.

La alternativa de hibridación geotérmica-solar puede proyectarse como se ilustra en la figura 5.18, en la que se esquematiza la posición relativa de los concentradores parabólicos, con orientación Norte-Sur.



Figura 5.18. Sistema híbrido geotérmico-solar.

Una vez que se han descrito las pruebas llevadas a cabo en la planta solar, en el siguiente capítulo se dan algunas muestras de la información generada y de su interpretación.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Con la realización del trabajo expuesto, ha sido posible generar las bases de datos necesarias para la caracterización de la planta solar y un mayor conocimiento de los sistemas de generación directa de vapor. Todo el trabajo realizado, desde la instalación hidráulica, eléctrica y mecánica, hasta la electrónica, han aportado experiencia invaluable para la instalación de sistemas de monitoreo en este tipo de plantas.

También, ha sido posible entender de qué formas podemos aprovechar mejor la energía que diariamente el Sol emite sobre nuestro planeta. Básicamente, absorbiendo de forma adecuada la radiación solar, podemos obtener calor y electricidad, mediante colectores o módulos fotovoltaicos. Aunque ambos procesos no se relacionen entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

6.1. EVALUACIÓN FINAL DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA SOLAR

En los sistemas de generación directa de vapor se encuentran básicamente las mismas variables de medición y control que en la mayoría de los procesos industriales, como son: la temperatura, la presión, el flujo, etc.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Las variantes de este proceso en particular con respecto a cualquier otro son, principalmente, la alta temperatura del fluido de trabajo y que las condiciones meteorológicas también intervienen en el desempeño del sistema.

En las siguientes secciones se presentan los análisis correspondientes al desempeño del sistema y a la información obtenida por el mismo.

6.1.1. Análisis de la respuesta del sistema

Ya en el Capítulo V se hizo una revisión del desempeño de los dispositivos de medición y control dentro de la planta solar, con el fin de evaluar la efectividad de éstos para indicar la presencia y nivel de las cantidades medibles de interés durante las condiciones normales de operación. De igual manera, tomar mediciones cuando se tiene algún problema puede dar una clara idea del problema mismo en la operación del sistema y de los posibles problemas a futuro, si es que se observan valores incongruentes con los valores esperados.

Cuando sólo se requiere una indicación o despliegue de las mediciones se pueden utilizar instrumentos portátiles digitales o medidores analógicos como los ilustrados en la figura 6.1. En dicha imagen se pueden apreciar un termómetro bimetálico (construido por dos tiras delgadas de metales diferentes que se unen a todo lo largo) y un tubo de Bourdon para medición de presión (consiste de un tubo de sección ovalada enrollado en el interior de un arco de circunferencia). Pero no basta con desplegar los valores instantáneos de las variables de interés dentro del proceso, sino generar un registro que permita un análisis posterior del comportamiento de la planta. En los siguientes párrafos se hace una revisión de todos estos aspectos enfocados a los principales instrumentos utilizados en la instalación.

Estación meteorológica

Se presentan dos puntos a destacar referentes a la medición de variables meteorológicas: su registro y el modo de alimentación de la energía necesaria en la operación de los instrumentos que llevan a



Figura 6.1. Instrumentos analógicos de medición.

cabo dicha tarea. Con respecto al primer punto, destaca el hecho de que los datos son almacenados de manera independiente del resto de las variables del proceso, además de que, a cambio de carecer de un despliegue local, proporciona un registro permanente de datos (las variables meteorológicas son las únicas que se registran de esta forma). Además, existe la posibilidad de conectar una computadora a la estación, vía serial, y desplegar los datos instantáneos, adquiridos por ésta, sin interrumpir el registro. El segundo punto de análisis abre una vertiente adicional, aunque de forma mínima, dentro del proyecto de la Planta Solar, con respecto a los sistemas fotovoltaicos, que están compuestos por un conjunto de elementos que permiten obtener, a partir de la energía solar, energía eléctrica. El elemento principal del sistema es el módulo fotovoltaico que capta la energía solar y la transforma directamente en corriente continua.

El módulo fotovoltaico es la base del sistema de alimentación de energía eléctrica que utiliza la estación meteorológica y representa un caso típico de aplicación de los sistemas fotovoltaicos: la instrumentación remota, dispositivos de baja potencia que deben ser alimentados de forma permanente y que se ubican en lugares en los que no se dispone de red eléctrica.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Como en la operación de la estación meteorológica la energía se requiere constantemente (noche, días nublados), es necesario contar con un banco de almacenamiento de energía (baterías) y un controlador de la energía almacenada en dicho banco. El controlador protege el banco de baterías para que éstas no sufran cargas o descargas excesivas. Además permite verificar y proteger el funcionamiento del sistema. El banco de baterías está conectado al controlador y almacena toda la energía generada durante las horas de insolación y la transmite a la carga acoplada tanto de día como de noche. Es factible trasladar los conceptos mencionados a una aplicación de gran escala, con las dificultades económicas que esto conlleva.

Temperatura

La medición que se hace de la temperatura (medición de la intensidad de calor) proporciona la precisión y rapidez requerida por la aplicación, éstos suelen ser parámetros esenciales en un proceso dinámico, junto con la capacidad de indicar o registrar los niveles sensados. Para nuestro caso, aunque no se tiene la indicación local en el instrumento mismo, sí se obtienen los registros necesarios.

Otro de los requisitos cumplidos por los instrumentos para medir la temperatura es el establecimiento de una relación entre el medio detector y el cambio de temperatura, con una proporcionalidad bien definida en los intervalos apropiados. Al respecto, cabe mencionar los dos aspectos siguientes:

- a) A la entrada del proceso siempre se trabaja con agua en su fase líquida que, como temperatura máxima, alcanza la temperatura de ebullición (alrededor de 94°C); a la salida, en virtud de que se trabaja con agua en sus fases líquida o gaseosa, el intervalo es mucho más amplio (hasta 220°C aproximadamente).
- b) Se tiene la opción de calibrar los dos transmisores de temperatura en el intervalo más amplio, de esta forma los instrumentos serían intercambiables, pero esto no resulta muy útil. En cambio, se eligió calibrar cada transmisor en su adecuado intervalo de medición, lo que redundó en una mejora de la resolución de los instrumentos.

Presión

La medición de presión, junto con la temperatura, ayuda a definir las propiedades del fluido del trabajo contenido en la tubería en algún momento determinado. Además, involucra la información crítica para reducir riesgos y resguardar la seguridad de los operadores.

Por lo anterior, se hace importante el contar con una indicación local de los valores de presión registrados por los dos instrumentos utilizados (en la entrada y en la salida), ya que de esta forma se consigue un seguimiento más efectivo, tanto dentro del cuarto de monitoreo como en el campo de concentradores, con lo que pueden accionarse las válvulas de desfogue en caso necesario y evitar percances. Ambos instrumentos se configuraron para el intervalo de medición de 0 a 13.3 bars.

Flujo

La medición de flujo envuelve mayores requerimientos funcionales de los instrumentos utilizados. En ese sentido, los medidores instalados satisfacen estos requerimientos, como se describe a continuación.

- a) A la entrada del proceso se mide el flujo de agua en su fase líquida (hasta 12 l/s); a la salida, se mide el flujo de agua en su fase gaseosa (hasta 20 dm³/s).
- b) Se calibran los dos transmisores en los intervalos mencionados en el inciso anterior, para cubrir los valores máximos esperados, de forma completamente independiente entre sí.
- c) Se cuenta en ambos casos con despliegue local, para asegurar una calibración correcta contra los datos registrados, ya que el cambio de temperatura y el cambio de fase en el fluido de trabajo pueden introducir errores significativos.

6.1.2. Análisis de los datos adquiridos

A continuación se presentan las tablas y gráficas correspondientes a los datos registrados en un día de pruebas.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

La tabla 6.1 muestra algunos datos recolectados por la estación meteorológica, en ella se tienen las seis variables monitoreadas y aunque sólo se presenta un intervalo de 65 minutos, se cuenta con el registro del día completo. En general se ha de tratar la información de esta manera, para hacer coincidir los intervalos de prueba en todas las partes que conforman el experimento.

Hora	Radiación global [W/m²]	Radiación directa [W/m²]	Radiación difusa [W/m²]	Temp. Ambiente [°C]	Velocidad del viento [m/s]	Dirección del viento [°]
12:40	859	774	84.4	23.31	1.928	209.7
12:45	868	790	78.2	23.44	1.357	237.2
12:50	877	802	77.4	24.14	1.527	184.8
12:55	872	804	71.2	24.56	1.384	217
13:00	883	818	69.04	24.27	3.437	167
13:05	880	814	72	24.21	1.549	190.4
13:10	873	809	72.5	24.86	3.22	163
13:15	883	825	68.83	24.65	2.223	187.2
13:20	899	846	67.38	24.73	2.513	202.1
13:25	888	833	72	24.76	2.887	172.9
13:30	891	837	74.2	24.62	2.001	207.3
13:35	897	846	75.8	24.54	2.24	177.9
13:40	893	846	76	24.56	2.237	198.5
13:45	889	841	81.2	24.68	2.627	153.5

Tabla 6.1. Datos de la estación meteorológica.

Un análisis somero de la información puede proporcionarnos elementos básicos para la interpretación del funcionamiento de la planta y herramientas para definir una respuesta esperada.

Para conocer la efectividad de la incidencia de los rayos solares sobre los concentradores, los datos fueron procesados aplicando un procedimiento simple, que es la obtención del ángulo cenital solar, ecuación 3.1. Resultado de esta aplicación, en la tabla 6.2 se presenta el ángulo obtenido para cada serie de datos.

Hora	Radiación global [W/m ²]	Radiación directa [W/m ²]	Radiación difusa [W/m ²]	Ángulo cenital [°]
12:40	859	774	84.4	0
12:45	868	790	78.2	0.023
12:50	877	802	77.4	0.077
12:55	872	804	71.2	0.089
13:00	883	818	69.04	0.099
13:05	880	814	72	0.121
13:10	873	809	72.5	0.145
13:15	883	825	68.83	0.162
13:20	899	846	67.38	0.184
13:25	888	833	72	0.202
13:30	891	837	74.2	0.220
13:35	897	846	75.8	0.243
13:40	893	846	76	0.263
13:45	889	841	81.2	0.282

Tabla 6.2. Cálculo del ángulo cenital.

Este resultado nos muestra que el sol se encuentra completamente por encima de los concentradores y en línea perpendicular con el eje de los absorbedores, en este caso la incidencia de los rayos solares es máxima, lo que aunado a una baja radiación difusa ($< 100 \text{ W/m}^2$) y a una alta radiación directa ($> 700 \text{ W/m}^2$), garantiza condiciones óptimas para la operación del sistema de generación de vapor.

En la figura 6.2 se presenta la gráfica de la totalidad de datos correspondientes a la radiación solar recolectados el 22 de mayo de 2003; la figura 6.3 representa sólo los datos del intervalo analizado.

Adicionalmente, las figuras 6.4 hasta la 6.9 ilustran gráficas del resto de las variables: temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento. Independientemente de contar con las tablas que contienen los valores exactos de los datos registrados, las gráficas son muy útiles para una visualización rápida del comportamiento del sistema.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

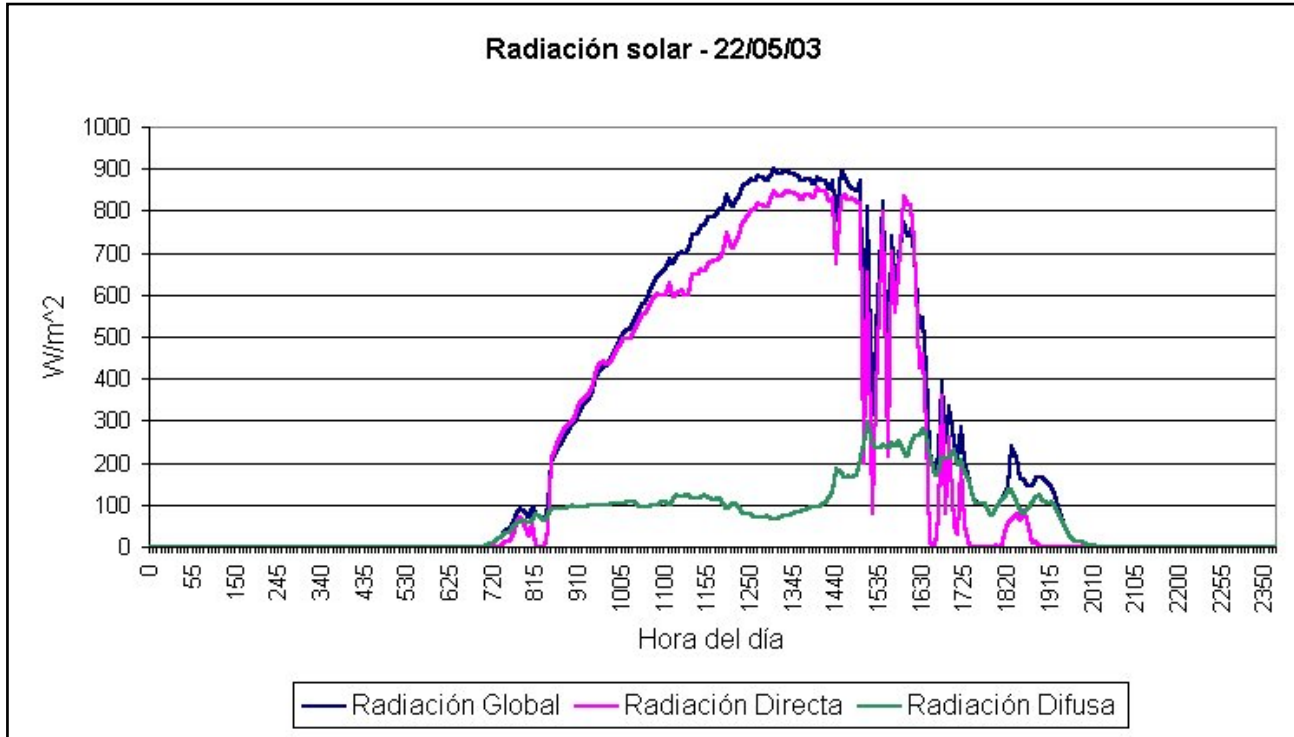


Figura 6.2. Radiación solar el 22 de mayo de 2003.

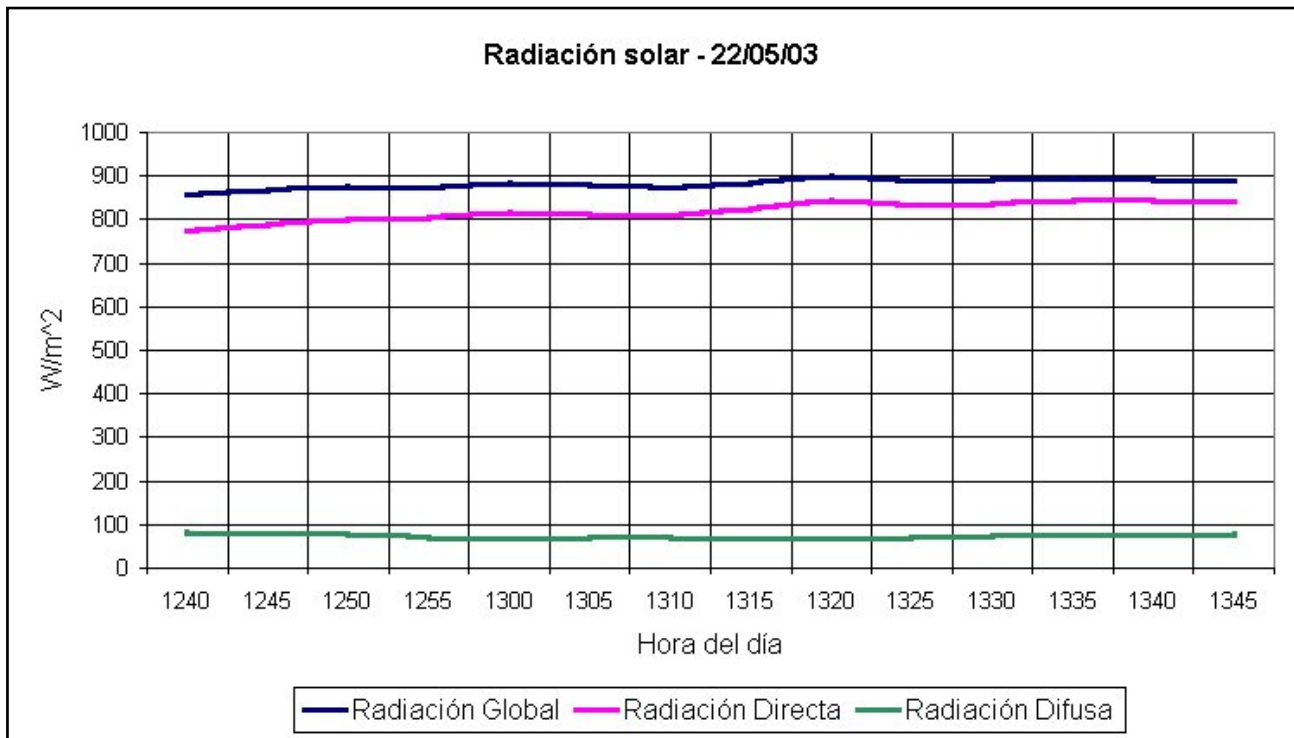


Figura 6.3. Radiación solar en un intervalo de prueba.

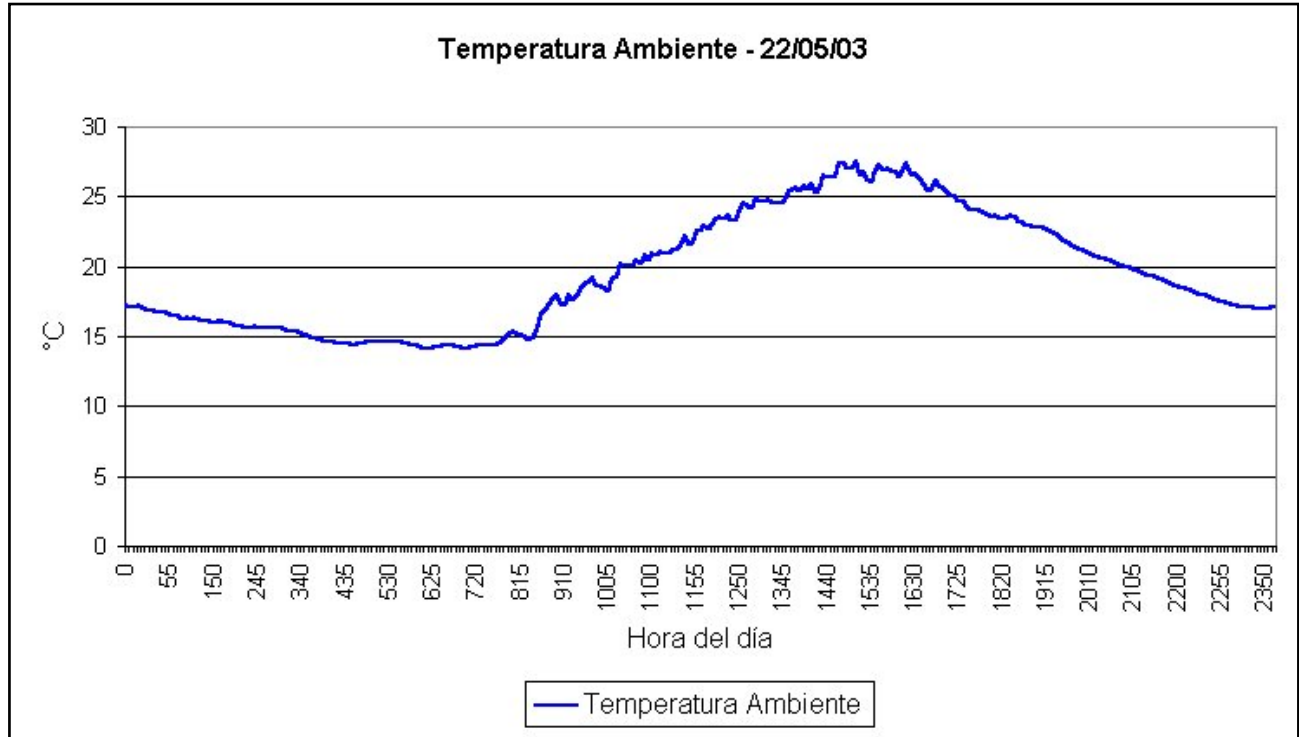


Figura 6.4. Temperatura ambiente el 22 de mayo de 2003.

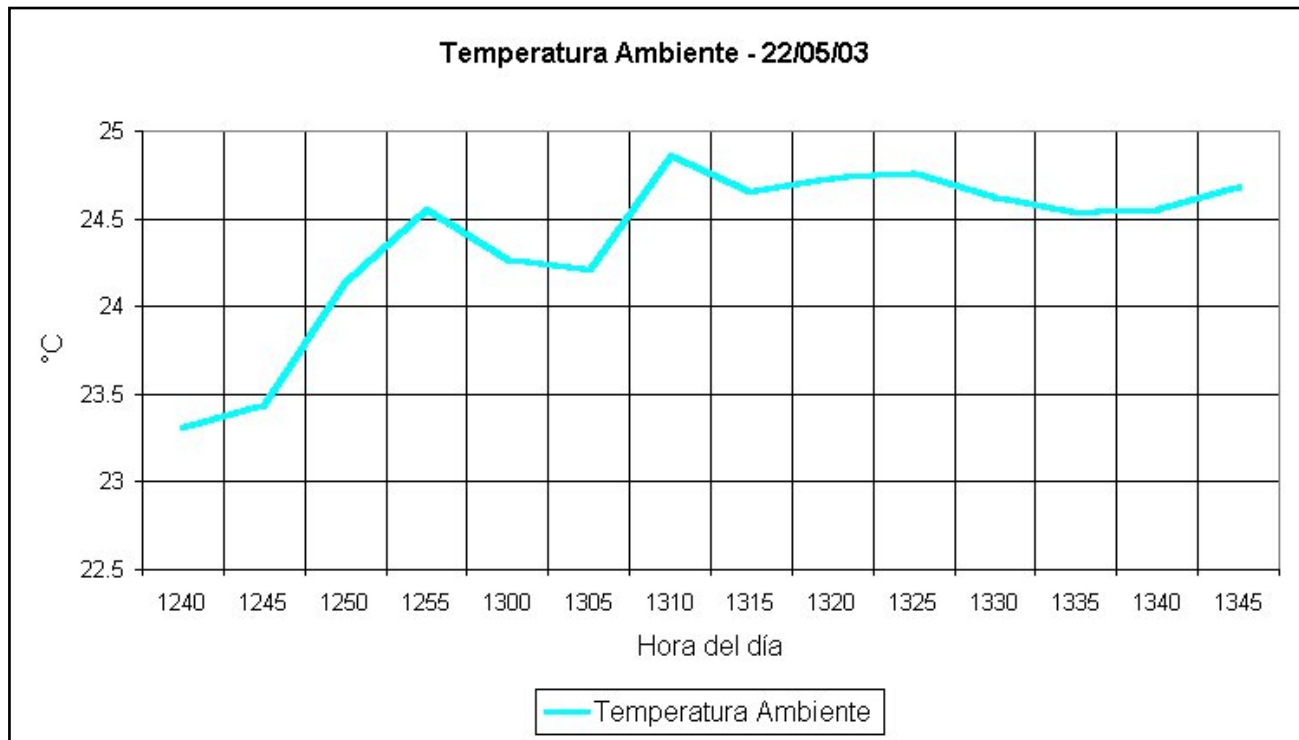


Figura 6.5. Temperatura ambiente en un intervalo de prueba.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

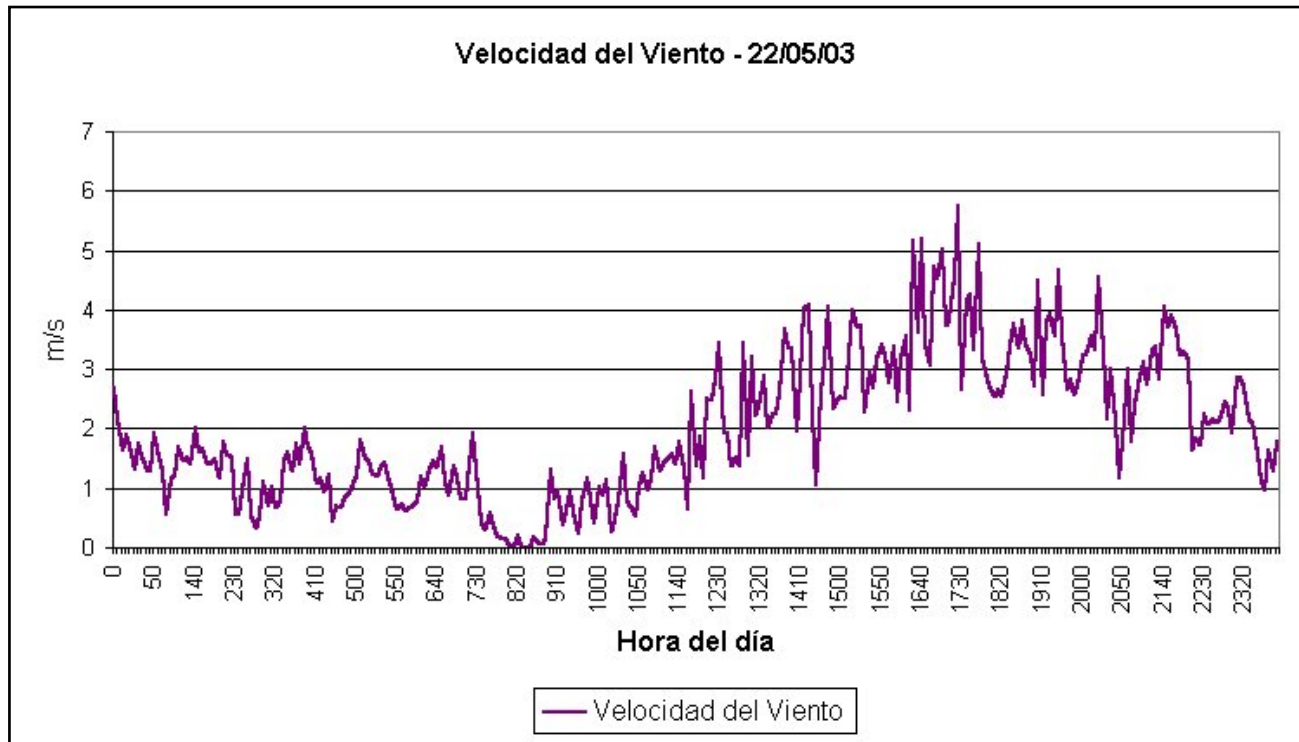


Figura 6.6. Velocidad del viento el 22 de mayo de 2003.

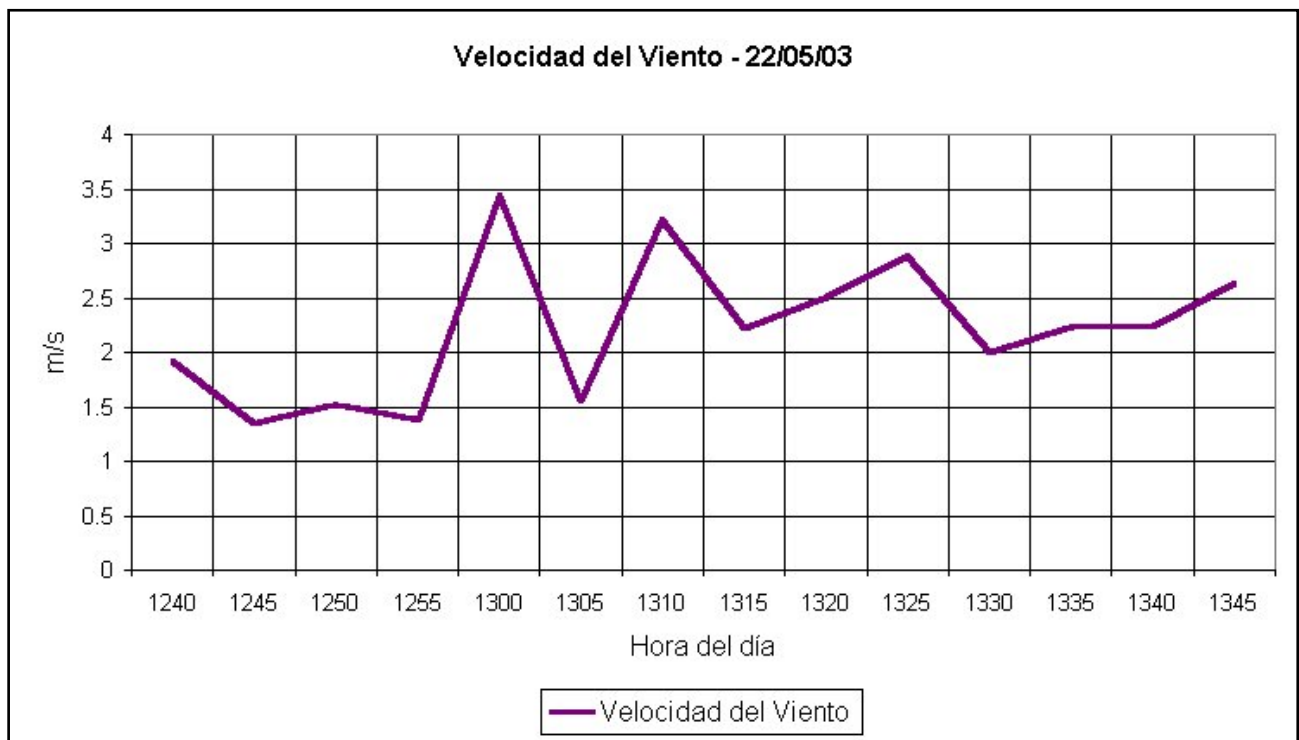


Figura 6.7. Velocidad del viento en un intervalo de prueba.



Figura 6.8. Dirección del viento el 22 de mayo de 2003.



Figura 6.9. Dirección del viento en un intervalo de prueba.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los valores de temperatura y viento pueden llegar a influir de manera desfavorable en el desempeño del sistema, al generar pérdidas de calor en los absorbedores, especialmente cuando éstos son golpeados por el viento en forma perpendicular.

La figura 6.9 muestra que el viento mantuvo una dirección de entre 170° y 230° , que trasladados a una referencia geográfica corresponden a una dirección sur – suroeste. Considerando la orientación este – oeste de los módulos concentradores, así como la velocidad sobre 2 m/s, puede esperarse cierta afectación sobre los fenómenos térmicos que se presentan durante la prueba.

Finalmente, la serie de datos recolectados de temperatura, presión y flujo, se muestran en las figuras 6.10 a 6.12. Desde luego, deben considerarse a partir de que el sistema alcanza estabilidad y han de coincidir los períodos de evaluación.

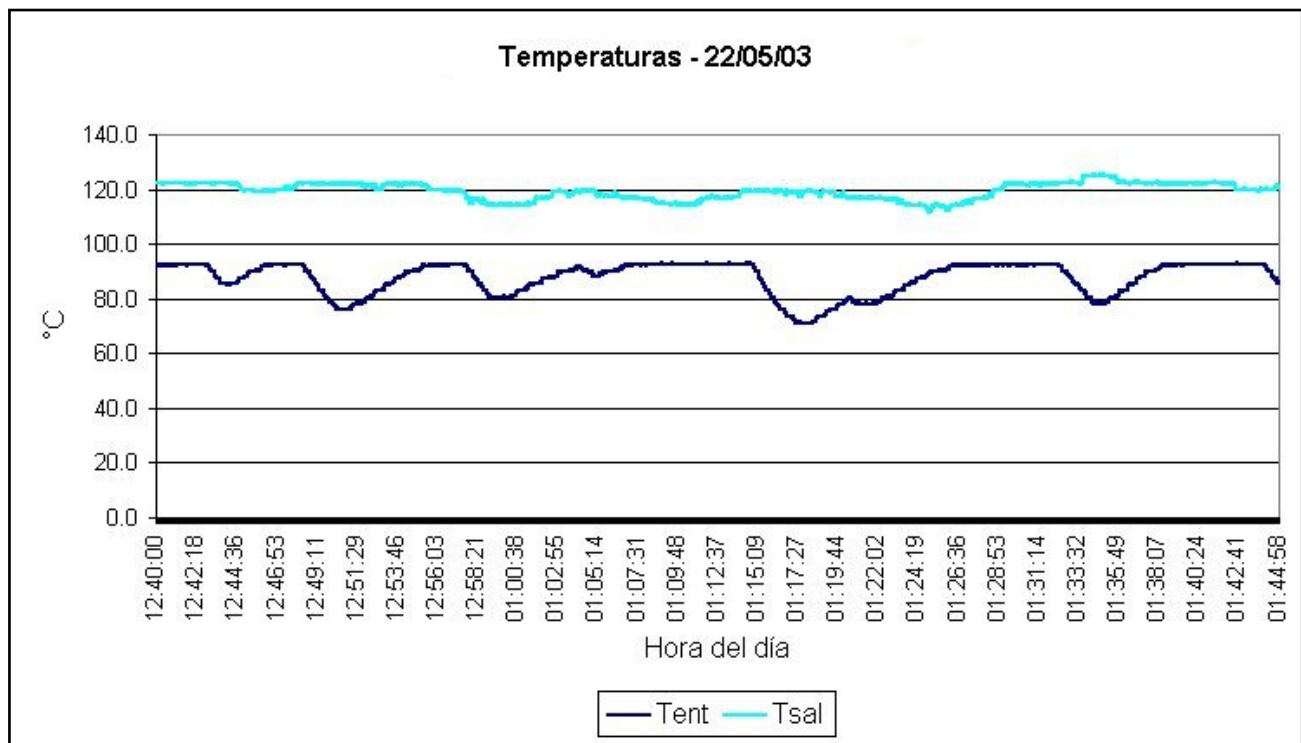


Figura 6.10. Temperaturas de entrada/salida.

Figura 6.12. Flujos de entrada/salida.

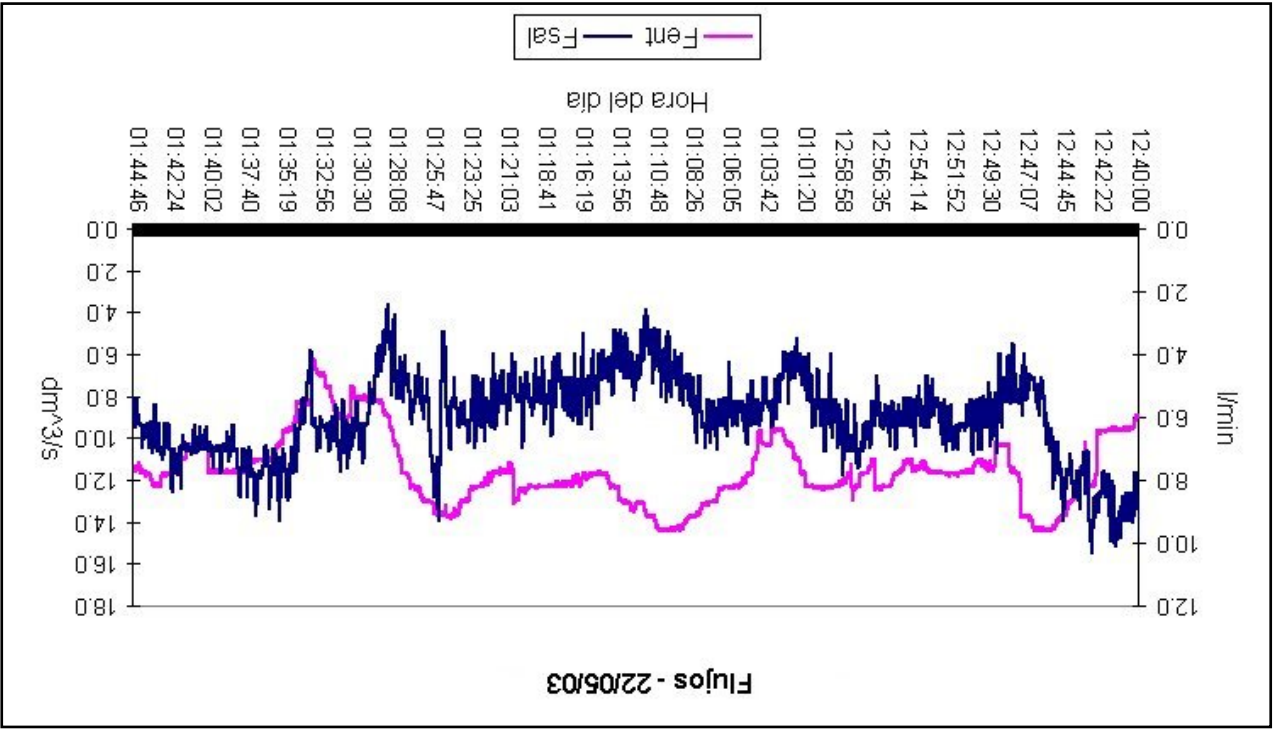
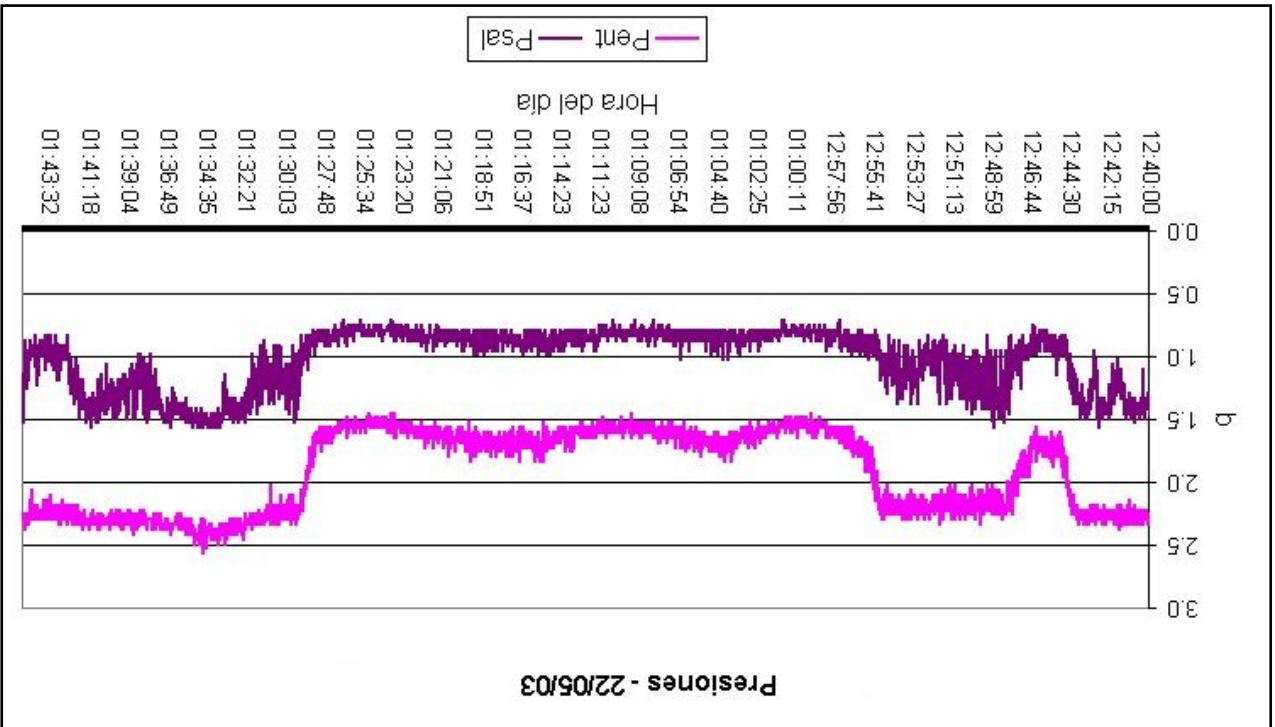


Figura 6.11. Presiones de entrada/salida.



6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

De la figura 6.10 podemos comentar que el flujo a la entrada corresponde al flujo de líquido, pues presenta un tope en la temperatura de ebullición. Los descensos de temperatura indican la introducción de agua fría en el condensador, aunque dichos descensos no se reflejan en la misma proporción a la salida. Esto último resulta de gran importancia para el estudio del sistema de generación de vapor, ya que uno de los objetivos es llegar a caracterizar las condiciones de máxima eficiencia para tal efecto. Por un lado, si se introduce una cantidad insuficiente de agua al sistema, empiezan a presentarse fenómenos de deformación en los absorbedores; por el otro, si se introduce una cantidad excesiva de agua, la velocidad de absorción de calor no será la suficiente para transformar el líquido en vapor, por lo que la calidad de éste último se verá disminuida.

Junto con la temperatura, la presión del fluido define el estado en que éste se encuentra, de ahí la utilidad de la figura 6.11, en la que se observa la misma tendencia de ambas curvas de presión, sin embargo, la diferencia que se presenta se debe al empuje que provoca la bomba a la entrada del ciclo, el funcionamiento de ésta permanece durante toda la prueba. Es de esperar, sin embargo, que en una prueba estática se registres valores de presión bastante aproximados entre sí.

La cantidad del líquido que se introduce y del vapor que se obtiene se representa en la figura 6.12. El aspecto más relevante es, una vez más, definir la tasa de flujo de entrada, para que las condiciones de absorción de calor en el campo de concentradores produzca la mayor cantidad posible de vapor.

Recapitulando, las condiciones a evaluar para optimizar un proceso de generación directa de vapor son:

- a) Aspectos de infraestructura: Área total cubierta por los concentradores.
 Eficiencia de absorción.
- b) Aspectos meteorológicos: Radiación directa que incide sobre los concentradores.
 Temperatura ambiente.
 Velocidad y dirección del viento.

- c) Aspectos operativos:
- Cantidad mínima de líquido introducido para evitar esfuerzos mecánicos de la infraestructura.
 - Cantidad máxima de líquido introducido para alcanzar un vapor con la máxima calidad (vapor seco).
 - Temperatura y presión apropiadas para alcanzar un vapor con la máxima calidad (vapor seco).

Además, el sistema de monitoreo implementado en la Planta Solar ha provisto de las herramientas para el registro automatizado de los valores correspondientes a las variables de interés en el sistema de Generación Directa de Vapor. Anteriormente, al contarse sólo con instrumentos analógicos de indicación local, el registro de datos se llevaba a cabo de una manera manual, lo que imponía las limitaciones y factores de error siguientes:

- Desviaciones en los datos registrados. Cada operador, al registrar el valor observado introduce un error generado por el retardo entre el momento de observar la hora y el momento de observar el valor de la medición correspondiente, además del retraso para su escritura.
- Capacidad muy restringida para el registro de datos. Al realizar éste de manera manual, el registro de datos resultaba muy lento y con pocos puntos de referencia, por la necesidad de transcribir cada medición al papel.
- Mayor inversión de tiempo para el registro de datos y menor capacidad de procesamiento. Aunado a la necesidad de capturar los datos registrados manualmente, se tenía el problema de la poca información disponible para un periodo determinado de pruebas, en virtud de las limitaciones descritas en los puntos anteriores.

Así, mediante la instrumentación y automatización del proceso, se logró mejorar de manera significativa el monitoreo y registro de datos, concentrando en una sola pantalla de computadora los valores correspondientes a las variables de interés, para su seguimiento, y almacenando de manera simultánea todas los valores de presiones, temperaturas y flujos, para el estudio del sistema mediante el procesamiento de la información.

6.1.3. Recomendaciones para el mejoramiento del sistema de instrumentación

El sistema de monitoreo instalado cumple con los requerimientos inmediatos para la evaluación de la generación de vapor. Obviamente, siempre quedarán aspectos por mejorar o nuevas funciones por implementar.

Se han dejado abiertas distintas opciones para proporcionar mayores utilidades al sistema, mediante la integración de hardware ya instalado, acondicionadores que han de diseñarse y el software de monitoreo y adquisición de datos. El objetivo principal de estas adiciones es dar la mayor autonomía posible al sistema y, simultáneamente, proporcionar al usuario la posibilidad de controlar de manera remota algunas de las etapas del proceso, para lo que se planean las siguientes actividades:

- 1) Integrar las mediciones de la estación meteorológica a la computadora central, dado que actualmente se hace uso de una computadora independiente, lo que hace necesaria la sincronización de horas de prueba en cada ocasión que éstas se llevan a cabo.

Hasta ahora se han hecho pruebas de comunicación serial entre la estación y la computadora, logrando una comunicación efectiva y el despliegue de datos. La figura 6.13 muestra el panel en que se visualizan los datos de la estación. Sin embargo, existen dos puntos por implementar al respecto:

- a) Ligar la operación del resto del sistema a un valor mínimo de radiación directa (sobre 600 W/m^2), para que se trabaje sólo bajo tales condiciones.
- b) Generar las bases de datos correspondientes desde el ambiente gráfico de LabVIEW. Al respecto cabe mencionar la necesidad de una computadora de gran capacidad de procesamiento para realizar múltiples tareas simultáneas. Actualmente se cuenta con una computadora muy limitada en sus capacidades.



Figura 6.13. Panel de monitoreo.

- 2) Concluir la instalación de los circuitos de seguimiento del sol en todos los módulos, y la adición de circuitos de control a cada uno de ellos, ya que el diseño actual sólo permite un funcionamiento autónomo. El objetivo de los circuitos de control es tener la posibilidad, desde la computadora central, de controlar la operación independiente del mecanismo rotatorio de los módulos colectores.

La figura 6.14 presenta el panel correspondiente al control de los colectores solares. Se tiene la indicación del ángulo de los colectores, así como las opciones de activar o desactivar las funciones siguientes:

- Encendido y apagado de los circuitos de seguimiento del Sol.
- Seguimiento automático o manual.
- Si se elige un seguimiento manual: orientación sur o norte.



Figura 6.14. Panel de control de colectores.

- 3) Depurar el programa desarrollado una vez que se hayan completado la adquisición de datos desde cada uno de los medidores involucrados y el control sobre la activación de actuadores; establecer un programa base que considere la interrelación de las señales adquiridas con las señales enviadas por la computadora central y con base en ello, generar una base de datos que refleje la variación en cada parámetro del proceso durante la realización de las pruebas correspondientes.
- 4) Seguir enriqueciendo la documentación necesaria para la operación y el mantenimiento de todo el sistema de instrumentación de la planta.

6.2. USO DE LA ENERGÍA SOLAR EN MÉXICO

Los rápidos avances tecnológicos del siglo pasado fueron posibles a costa de un enorme incremento en nuestro consumo de energía. Para que las naciones en desarrollo, entre ellas México, se incorporen a los países industrializados y compartan su alto nivel de vida, tendrán la necesidad de consumir energéticos en proporciones aún mayores, con el objetivo de obtener calor y electricidad, pero por medio de tecnologías con muy poco o nulo impacto ambiental.

Mediante la alternativa energética solar, como se mencionó al inicio de este capítulo, es posible cubrir las necesidades de calor y electricidad, por lo que resulta pertinente establecer tanto el punto de partida de nuestro país para el desarrollo de dicha tecnología, como las perspectivas de su aplicación. En las siguientes subsecciones se hace una breve revisión de dichos aspectos.

6.2.1. Desarrollo actual

Uno de los propósitos fundamentales que se fijó el gobierno de México al crear la Comisión Federal de Electricidad en 1937, fue extender el servicio eléctrico a las poblaciones del área rural. En un principio, los esfuerzos y recursos económicos se destinaron principalmente a la construcción de plantas generadoras y a la electrificación de comunidades cercanas a éstas.

No obstante lo anterior, dado que la fuente de energía más recurrente en el territorio nacional es la solar, en los últimos diez años se han instalado 42,000 pequeños módulos solares, para generación de energía eléctrica, para el mismo número de viviendas. Ésta será la tecnología de mayor aplicación en el futuro para aquellas poblaciones pendientes de electrificar en el medio rural, con clara ventaja sobre otras alternativas pues, al carecer los paneles de partes móviles, resultan prácticamente inalterables al paso del tiempo, no contaminan ni producen ningún ruido en absoluto, no consumen combustible y no necesitan mantenimiento. Además, y aunque con menos rendimiento, los paneles fotovoltaicos funcionan también en días nublados, puesto que captan la luz que se filtra a través de las nubes. La electricidad que así se obtiene se usa de manera directa y/o se almacenada en acumuladores para usarse en las horas nocturnas.

A lo largo de los años, la generación de energía eléctrica ha aumentado para cumplir el objetivo fundamental de la CFE, que es avanzar para atender todas las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios en México. No obstante, el desarrollo de la alternativa solar para la generación de energía sigue sin ser significativa dentro del esquema de generación de la CFE, que está basada mayormente en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nuclear.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Al cierre del mes de diciembre de 2005, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 45,575.92 Megawatts (MW), de los cuales: 8,250.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 10,269.58 MW son de hidroeléctricas; 22,128.89 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeleétrica, y 2.18 MW a la eoleleétrica. Véase la figura 6.15.

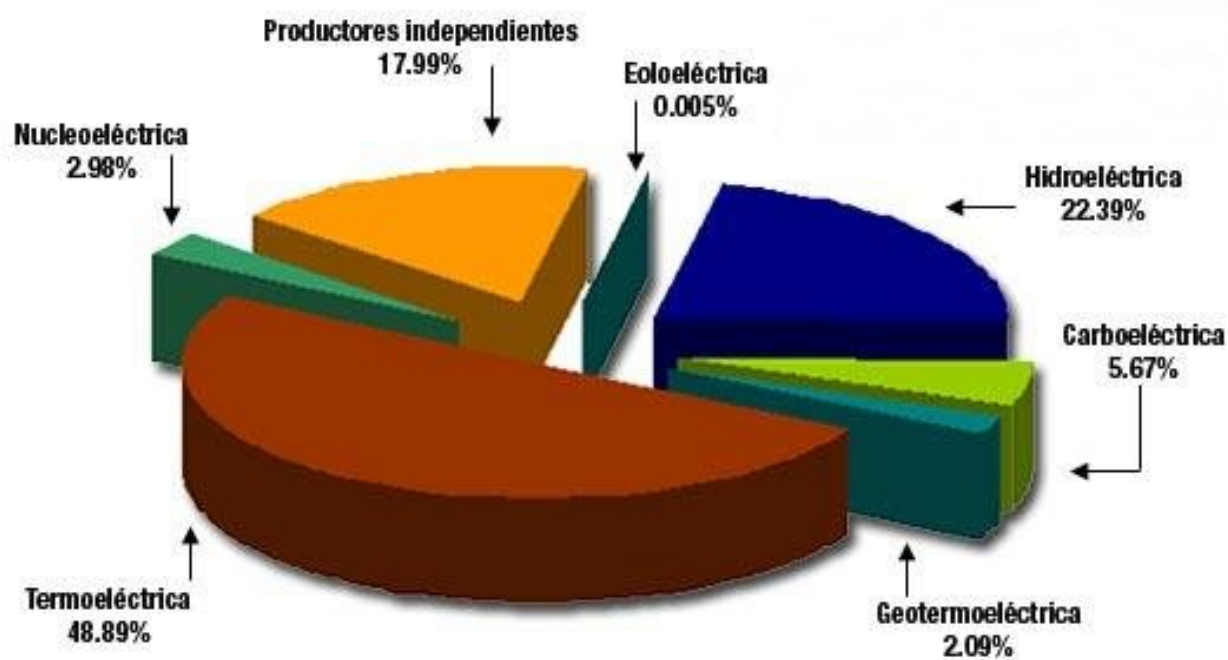


Figura 6.15. Capacidad efectiva instalada de generación.

6.2.2. Perspectivas de desarrollo

Para cumplir el objetivo de CFE de cubrir las necesidades de energía eléctrica en México, la generación de electricidad debe expandir sus fuentes primarias y volver la vista hacia las opciones alternativas.

Hablemos primero de los sistemas de aprovechamiento térmico. El calor recogido en los concentradores solares puede destinarse a satisfacer numerosas necesidades. Se puede obtener agua caliente para consumo doméstico o industrial, o bien para dar calefacción a nuestros hogares, hoteles, colegios, fábricas, etc. Incluso podemos climatizar las piscinas y permitir el baño durante gran parte del año.

También, y aunque pueda parecer extraño, otra de las más prometedoras aplicaciones del calor solar será la refrigeración durante las épocas cálidas, precisamente cuando más soleamiento hay. En efecto, para obtener frío hace falta disponer de un «foco cálido», el cual puede perfectamente tener su origen en unos colectores solares instalados en el tejado o azotea. En los países árabes ya funcionan acondicionadores de aire que utilizan eficazmente la energía solar.

Las aplicaciones agrícolas son muy amplias. Con invernaderos solares pueden obtenerse mayores y más tempranas cosechas; los secaderos agrícolas consumen mucha menos energía si se combinan con un sistema solar y, por citar otro ejemplo, pueden funcionar plantas de purificación o desalinización de aguas sin consumir ningún tipo de combustible.

La energía solar puede ser perfectamente complementada con otras energías convencionales, para evitar la necesidad de grandes y costosos sistemas de acumulación. Así, una casa *bien aislada* puede disponer de agua caliente y calefacción solares, con el apoyo de un sistema convencional a gas o eléctrico que únicamente funcionaría en los periodos sin sol.

En general, los sistemas solares son ideales para lugares remotos y alejados de las redes de energía eléctrica, aunque sus aplicaciones no se limitan a ellos.

6.2.3. Necesidades tecnológicas y de formación

México, por su privilegiada situación geográfica, se ve particularmente favorecido para el desarrollo de tecnologías de generación de electricidad que aprovechen la radiación solar.

6. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debemos afrontar y superar. Aparte de las dificultades políticas, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones y a variaciones más o menos bruscas. Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan competitiva.

De inicio, un proyecto de esa índole requiere series regulares y ampliamente distribuidas de registros de las componentes de la radiación solar en la superficie.

La publicación de series de valores obtenidas por estaciones de observación y la preparación de climatologías de radiación constituyen un imperativo fundamental, ya que las variaciones diarias y estacionales de los distintos componentes de la radiación pueden así evaluarse de manera más precisa y, en consecuencia, permiten comprender mejor sus relaciones con otros elementos meteorológicos.

Desgraciadamente en México no existe una sistematización de la información en este sentido. Sin embargo, ante el aumento de dispositivos de aprovechamiento de radiación solar, se requieren datos precisos y confiables.

En términos generales, la problemática existente para el aprovechamiento de la energía solar, se plantea al nivel de los siguientes puntos:

- Calibración y mantenimiento de equipos de medición y estaciones solarimétricas.
- Manipulación, procesamiento e interpretación de datos.
- Falta de técnicos capacitados.
- Falta de un centro especializado para el desarrollo de tecnologías alternativas.

Resulta irracional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o altamente contaminantes.

BIBLIOGRAFÍA

- ALMANZA, Rafael y Felipe Muñoz. Ingeniería de la energía solar, El Colegio Nacional, México, 1994.
- BACON, John M. Instrumentation Installation, Project Management System, ISA.
- BARRE, Raymond. El desarrollo económico, Fondo de Cultura Económica, México, 1986.
- CARR, Joseph. Designer's handbook of instrumentation and control circuits, Academic Press, USA, 1991.
- Energía solar fotovoltaica, Marcombo, Barcelona, 2da. Edición, 1985.
- ENRÍQUEZ, Gilberto. El ABC de las instalaciones eléctricas industriales, Limusa – Noriega Editores
- FARRINGTON, Daniel. Uso directo de la energía solar, Blume Ediciones, 1ra. Edición, España, 1977.
- HAAR, L. et al. Steam tables, Hemisphere Publishing Corporation, New York, 1st. Edition, NY, 1984.
- HARRIGAN, Raymond. Handbook for the conceptual design of parabolic trough solar energy systems process heat applications, Sandia National Laboratories, USA, 1981

BIBLIOGRAFÍA

- JOCHEM, Eberhard. *Energy, Sustainability and Development – The Challenge of the 21st Century*, 11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies, Sept. 2002, Zurich
- MURRILL, Paul W. *Fundamentals of process control theory*, 2nd. Edition, ISA. USA, 1991
- RE, Vittorio. *Instalaciones de puesta a tierra*, Marcombo, 1ra. Edición, 1989.
- WOLF, Stanley y Richard Smith. *Guía para mediciones electrónicas y prácticas de laboratorio*, Prentice-Hall, México, 1992.
- *Revista de INGENIERÍA*, No. 3, 1981, Facultad de Ingeniería, UNAM.

APÉNDICE A

GRÁFICAS Y TABLAS DE RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO Y EN C.U.

Las cantidades de radiación generalmente se expresan en términos de irradiancia. La irradiancia es una medida de la tasa de energía recibida por unidad de área, y tiene unidades de Watts por metro cuadrado (W/m^2) pero, como es común en ingeniería, una misma variable física puede ser medida con distintas unidades.

En este trabajo se manejan las unidades de W/m^2 , sin embargo, en una de las referencias consultadas, como la presentada en la figura A.1, que muestra los niveles de radiación en México, se utilizan las unidades de Langleys/día. En dicha figura observan valores ubicados, mayormente, entre los 400 y los 500 Langleys/día, equivalentes a valores de entre 187 y $233.75 \text{ W}/\text{m}^2$, con base en la siguiente equivalencia de conversión:

$$1 \text{ Langley/día} = 0.4675 \text{ W}/\text{m}^2$$

Es importante enfatizar que la figura A.1 representa información relativa a las diversas épocas del año, con lo que varía considerablemente la incidencia de rayos del Sol sobre la Tierra, y a cada hora del día, donde obviamente se presentan períodos prolongados de radiación solar igual a 0.

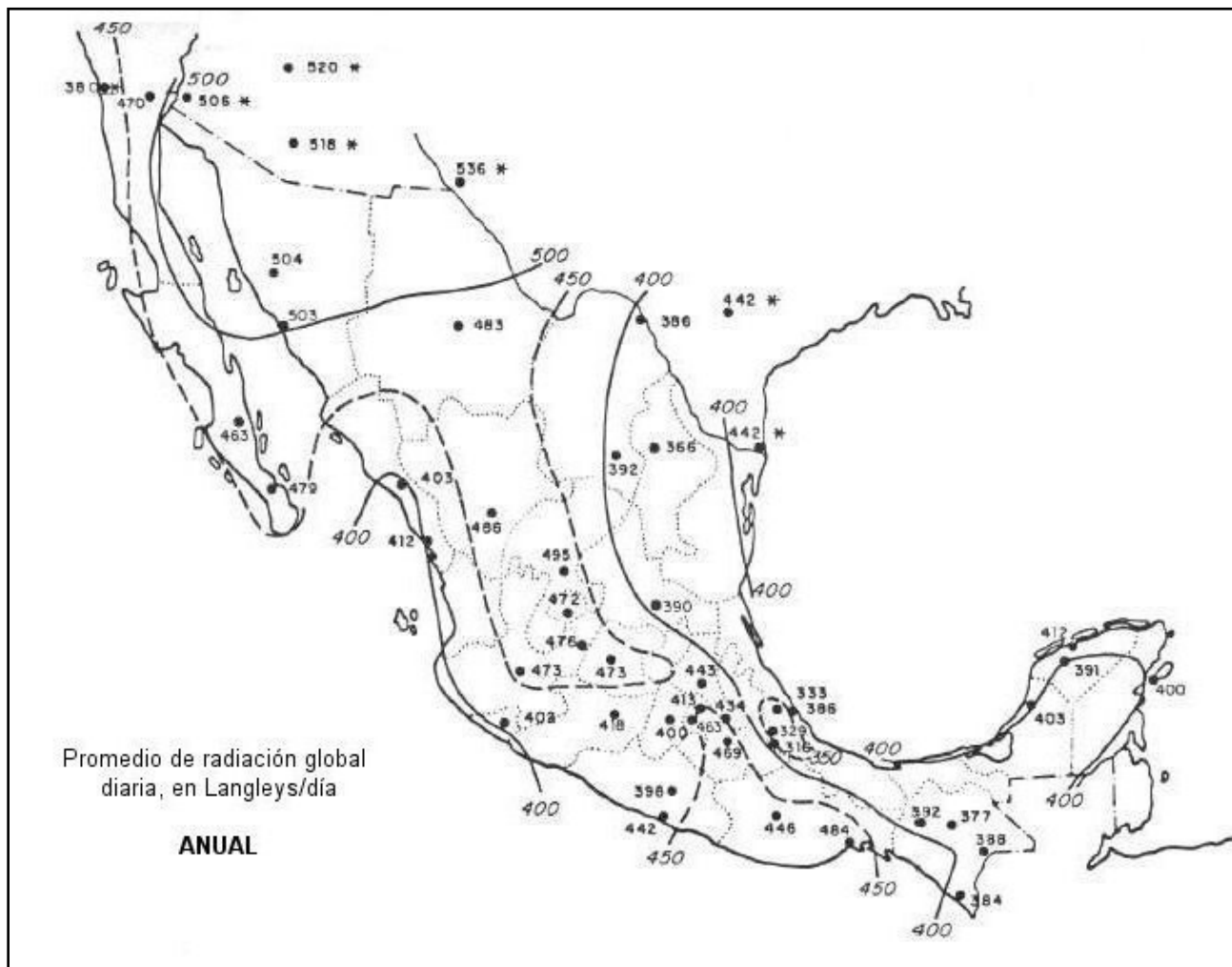


Figura A.1. Promedio anual de radiación global diaria.

En virtud de lo anterior, se registran valores promedio bajos, mientras que la operación de un sistema de Generación Directa de Vapor requiere valores por encima de 600 W/m^2 , para ofrecer resultados aceptables, eso muestra claramente la intermitencia del recurso solar.

En la tabla A.1 se presenta una muestra de los datos de radiación global obtenidos mediante el sistema de adquisición de datos instalado en la Planta Solar del I de I, durante el mes de Octubre del 2003. En la figura A.2 se muestra el promedio mensual de radiación correspondiente al mismo mes, cuyo valor es de 160.5 W/m^2 .

A. GRÁFICAS Y TABLAS DE RADIACIÓN SOLAR EN MÉXICO Y EN C.U.

Hora del día	Día 1	Día 5	Día 10	Día 15	Día 20	Día 25	Día 30
	W/m²	W/m²	W/m²	W/m²	W/m²	W/m²	W/m²
0:00	0	0	0	0	0	0	0
0:30	0	0	0	0	0	0	0
1:00	0	0	0	0	0	0	0
1:30	0	0	0	0	0	0	0
2:00	0	0	0	0	0	0	0
2:30	0	0	0	0	0	0	0
3:00	0	0	0	0	0	0	0
3:30	0	0	0	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	0	0
4:30	0	0	0	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	0	0
5:30	0	0	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	0	0
6:30	0	0	0	0	0	0	0
7:00	0	0	0	0	0	0	0
7:30	0	0	0	0	0	0	0
8:00	4.809	10.97	24.05	24.04	5.084	28.23	27.61
8:30	25.1	112.1	51.85	127.9	44.62	113.7	120.8
9:00	46.61	136.5	197.2	231.4	110.4	208.4	219.8
9:30	138.6	226.8	306.4	368.1	133	306.6	320.8
10:00	360.8	195	399.4	542.6	141	406.1	420.2
10:30	149.6	460.5	519.5	581.4	307.7	496.4	507.2
11:00	205.7	261.9	581.4	622	519.9	568.7	584.9
11:30	574.9	755	418.4	693.5	632.1	642.1	647.3
12:00	369.8	803	806	764	522.1	677.4	713
12:30	459	801	833	804	695.6	757	764
13:00	754	274	802	839	425	745	780
13:30	270.8	1006	778	848	555.6	808	778
14:00	121.4	667	636	420.9	838	604.7	771
14:30	270.7	784	303.6	496.4	716	204.1	749
15:00	326.1	871	558.5	478.7	455.6	147.7	702
15:30	319.9	799	510	618.4	475.6	116.1	635.8
16:00	198.4	354.8	534.3	577	371.3	98	552.6
16:30	286.4	627	183	547.1	374.1	203.1	476.3
17:00	237.9	281	405.5	48.2	157.4	100.8	379.8
17:30	115.4	54.62	449.2	10.39	83.4	231.4	272.5
18:00	101.6	25.92	313.1	10.28	111.1	50.21	148.8
18:30	41.04	47	73.3	3.105	12.51	14.84	24.68
19:00	8.51	2.769	8.6	0	0.968	3.644	1.583
19:30	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0
20:30	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0
21:30	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0
22:30	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0
23:30	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.1. Radiación durante Octubre de 2003.

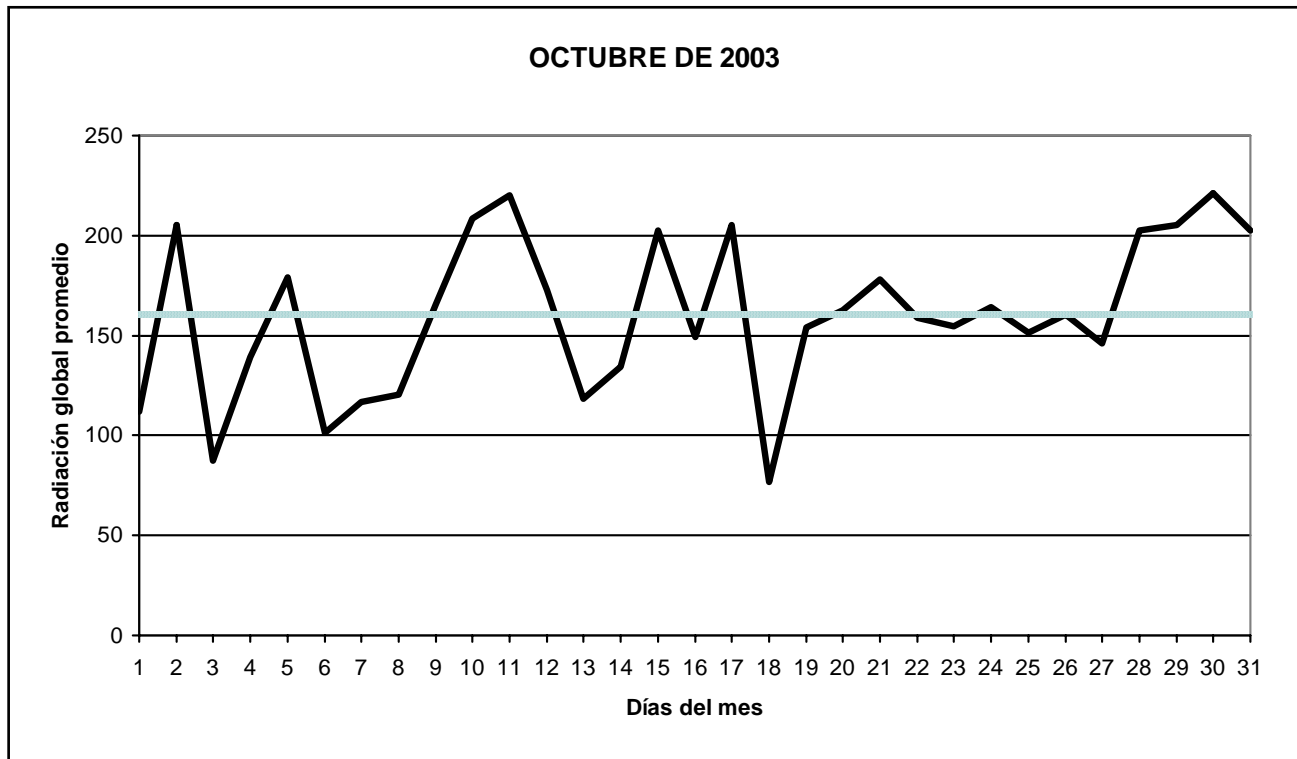


Figura A.2. Promedio mensual de radiación global diaria.

De la tabla A.1 se puede observar que en el intervalo de 11:00 a 15:00 horas se presentaron los niveles de radiación adecuados para la operación de la planta, pero los promedios disminuyen considerablemente por los bajos niveles registrados durante el resto del día.

En la figura A.2 se aprecia la fluctuación que puede llegar a presentarse de un día a otro en el valor promedio registrado, resultando en un valor promedio mensual significativamente bajo.

La tabla A.2 presenta, de forma condensada, la información extraída de las figuras A.1 y A.2.

Figura	Valor en W/m ²
A.1. Promedio anual de radiación global diaria	187 – 233
A.2. Promedio mensual de radiación global diaria	160.5

Tabla A.2. Comparativo de radiación global.

APÉNDICE B

TERMODINÁMICA Y CICLOS TERMODINÁMICOS

La termodinámica es el estudio de la energía, el calor, y el trabajo, las propiedades del medio utilizado y los procesos involucrados. El sistema termodinámico tratado en este trabajo incluye el uso de energía solar para calentamiento de agua y, de manera complementaria, la conversión de la energía solar en trabajo mecánico y electricidad.

Son dos las leyes fundamentales que se deben cumplir en todos los casos en que la energía térmica se utiliza para realizar trabajo: la primera y segunda ley de la termodinámica; la primera ley es simplemente otra forma de postular el principio de la conservación de la energía; la segunda ley impone restricciones en torno al empleo eficiente de la energía disponible.

Primera ley de la termodinámica

La primera ley de la termodinámica puede expresarse mediante los siguientes enunciados equivalentes:

1. La primera ley de la termodinámica es, en esencia, el enunciado del principio de la conservación de la energía para los sistemas termodinámicos. Como tal, puede expresarse postulando que la

variación de la energía de un sistema durante cualquier transformación es igual a la cantidad de energía que el sistema recibe de sus alrededores.

2. La energía no puede crearse ni destruirse sino sólo convertirse de una forma a otra.
3. Si se provoca que un sistema cambie de un estado inicial a otro estado final, por medios adiabáticos únicamente, el trabajo realizado es el mismo para todas las trayectorias adiabáticas que comunican los dos estados.

En el enunciado 3 se usa el término “adiabático”. En general se define una transformación adiabática de un sistema como un proceso al que se somete al sistema, sin que ocurra durante el proceso intercambio de energía como calor.

Segunda ley de la termodinámica

La segunda ley de la termodinámica es una expresión del hecho empírico de que todas las formas de energía no necesariamente son equivalentes en su capacidad para realizar un trabajo útil. Existen numerosos enunciados y corolarios de la segunda ley que pueden encontrarse en la literatura especializada.

Enunciado de Clausius: Es imposible construir un dispositivo que opere en un ciclo y cuyo único efecto sea el de transferir calor de un cuerpo frío a otro más caliente. (El calor no puede, por sí solo, pasar de una temperatura baja a otra más alta).

Enunciado de Kelvin-Planck: Es imposible construir un dispositivo que opere en un ciclo y no genere ningún otro efecto que la producción de trabajo y el intercambio de calor con un solo sumidero.

Además de las dos leyes mencionadas, resulta útil hacer una breve descripción del fenómeno de la transferencia de calor.

Transferencia de calor

Para que la transferencia de calor pueda realizarse debe existir una diferencia de temperatura entre los cuerpos, en donde el calor fluye desde el cuerpo de mayor temperatura hacia el cuerpo de menor temperatura. Los mecanismos de transferencia de calor son:

- *Conducción*

La conducción del calor puede definirse como el efecto de la transferencia de energía por medio de moléculas más activas a una temperatura más elevada, colisionando con moléculas menos activas a una temperatura más baja.

La conducción de calor a través de tubos representa un problema práctico de considerable interés en el que el área para la transferencia de calor cambia constantemente.

- *Convección*

La transferencia de calor por convección de un cuerpo comprende el movimiento de un fluido (líquido o gas) en relación con el cuerpo. Si el movimiento es provocado por las diferencias de densidades debidas a la diferencia de temperatura en las diferentes localidades del fluido, se conoce como convección natural. Si el movimiento del fluido es provocado por un agente externo, como una bomba, se denomina convección forzada.

- *Radiación*

La transferencia de calor por radiación difiere tanto de la conducción como de la convección en que no se requiere un medio para la transferencia de calor. Básicamente, la transferencia de calor por radiación es un fenómeno electromagnético similar a la transmisión de la luz, los rayos x, las ondas de radio y todos los cuerpos que radian calor. Un intercambio neto de calor ocurre cuando la absorción de la energía de radiación por un cuerpo excede la energía que está radiando.

Un cuerpo que absorbe toda la radiación que lo alcanza sin importar la longitud de onda de la radiación, se dice que es un cuerpo negro. Los cuerpos reales reflejan radiación térmica en la misma forma en que la absorben, y se encuentra que los metales muy pulidos son buenos reflectores de la radiación térmica. La fracción del calor incidente que se refleja se conoce como reflectividad del cuerpo, la fracción que se absorbe se conoce como absorptividad, y la efectividad del cuerpo como un radiador térmico a una temperatura dada se conoce como su emisividad. Así, la emisividad es también la relación de la emisión de calor a una temperatura dada a la emisión de calor desde un cuerpo negro a la misma temperatura.

La fuente más evidente de energía radiante es el propio Sol. Ni la conducción ni la convección pueden intervenir en el proceso de transferencia que hace llegar su energía térmica, a través del espacio, hasta la Tierra.

DIAGRAMA DE FASE DEL AGUA

Un diagrama de fase muestra los estados físicos de alguna sustancia a diferentes temperaturas y presiones. En la figura B.1 se presenta el diagrama de fase Presión-Temperatura para una sustancia que se expande al congelarse, como el agua. Las líneas que delimitan las regiones de distintas fases reciben los siguientes nombres:

- Curva de fusión línea de saturación sólido-líquido
- Curva de sublimación línea de saturación sólido-vapor
- Curva de vaporización línea de saturación líquido-vapor

Por ejemplo, a temperatura ambiente y al nivel del mar (punto representado por una estrella en el diagrama), el agua es líquida, pero se solidifica si su temperatura desciende por debajo de los 273 K y se evapora si su temperatura se eleva por encima de los 373 K, a la misma presión. Cada línea da las condiciones cuando dos fases coexisten, pero un cambio en la temperatura o la presión puede causar un cambio abrupto de una fase a otra.

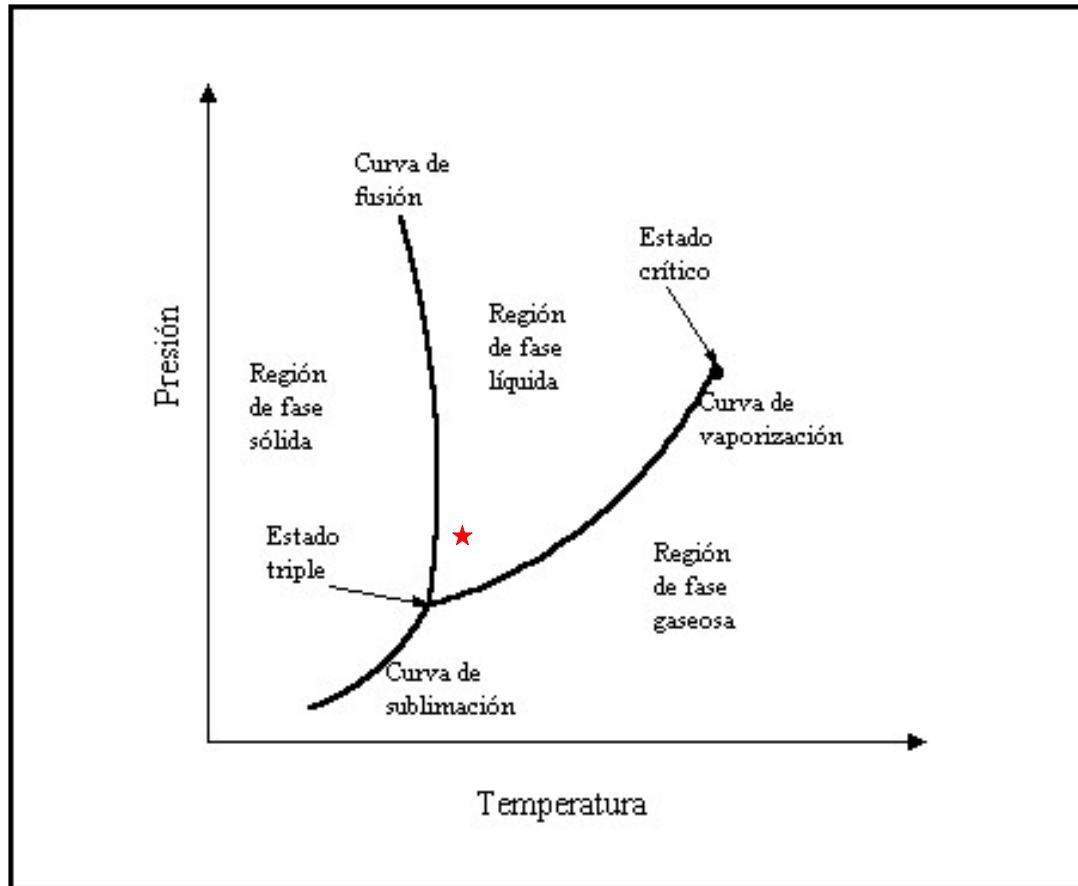


Figura B.1. Diagrama de fase (P-T) del agua.

El punto donde se unen las tres líneas se conoce como punto triple. El punto triple es el único punto en el cual las tres fases pueden existir en equilibrio. El punto donde la línea de vaporización termina es conocido como el punto crítico. A una temperatura y una presión mayores que las del punto crítico, ninguna sustancia puede existir como líquido, por más alta que sea la presión a la que se le someta.

CICLOS TERMODINÁMICOS

Una manera útil de tratar los procesos termodinámicos es en términos de ciclos, siendo estos los procesos en los que un sistema vuelve a su estado original después de un número determinado de etapas, restaurando los valores originales de las variables termodinámicas de relevancia. Por ejemplo, dos de estos ciclos son los de Carnot y Rankine.

Ciclo de Carnot

Todas las máquinas térmicas están sujetas a gran número de dificultades prácticas. La fricción y la pérdida de calor mediante la conducción y la radiación impiden que las máquinas reales funcionen a su máxima eficiencia. Una máquina ideal, libre de este tipo de problemas, es la máquina de Carnot.

La máquina de Carnot es teóricamente perfecta, esto es, convierte la máxima cantidad de energía en trabajo mecánico. Carnot mostró que la eficiencia de cualquier máquina depende de la diferencia entre las temperaturas más alta y más baja alcanzadas durante un ciclo: a mayor diferencia, mayor eficiencia. El ciclo de Carnot se ilustra en la figura B.2.

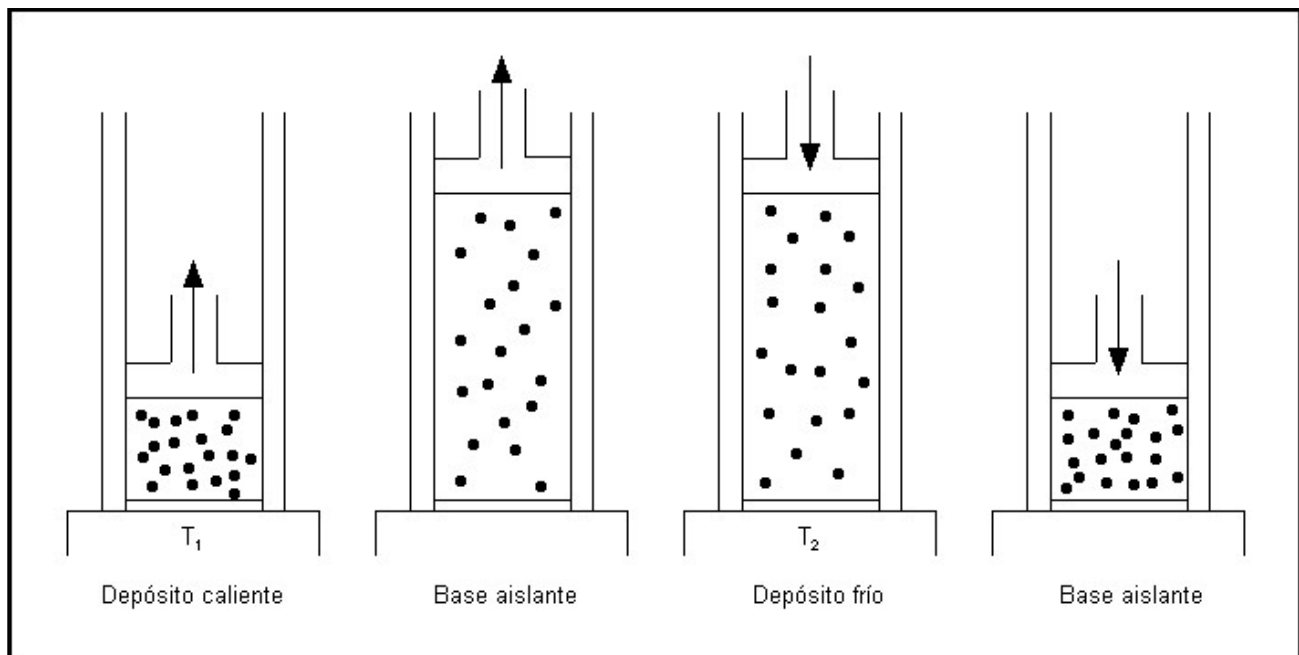


Figura B.2. Ciclo de Carnot.

En este ciclo, un gas confinado en un cilindro provisto de un émbolo móvil se pone en contacto con una fuente de alta temperatura. Una cantidad de calor es absorbida por el gas, el cual se dilata isotérmicamente a medida que la presión disminuye. Luego, el cilindro se coloca en un aislante térmico, donde continúa la dilatación adiabática en tanto que la presión disminuye hasta su nivel

más bajo. En la tercera etapa el cilindro es extraído de la base aislante y colocado sobre un sumidero a baja temperatura. Una cantidad de calor es extraída del gas a medida que éste se comprime isotérmicamente. Por último, el cilindro se coloca de nuevo en la base aislante, donde se comprime adiabáticamente hasta su etapa original. La máquina realiza trabajo externo durante el proceso de dilatación y regresa a su estado inicial durante los procesos de compresión.

Por desgracia, el ciclo de Carnot no puede usarse en un dispositivo práctico por diversas razones, entre ellas, la existencia de limitaciones prácticas impuestas sobre las temperaturas superior e inferior. La temperatura superior está limitada por la resistencia de los materiales disponibles, y la inferior, por las condiciones ambientales. El prototipo de los ciclos de vapor reales es el ciclo Rankine simple.

Ciclo Rankine

En la figura B.3 se presentan los elementos necesarios para la generación de un ciclo Rankine.

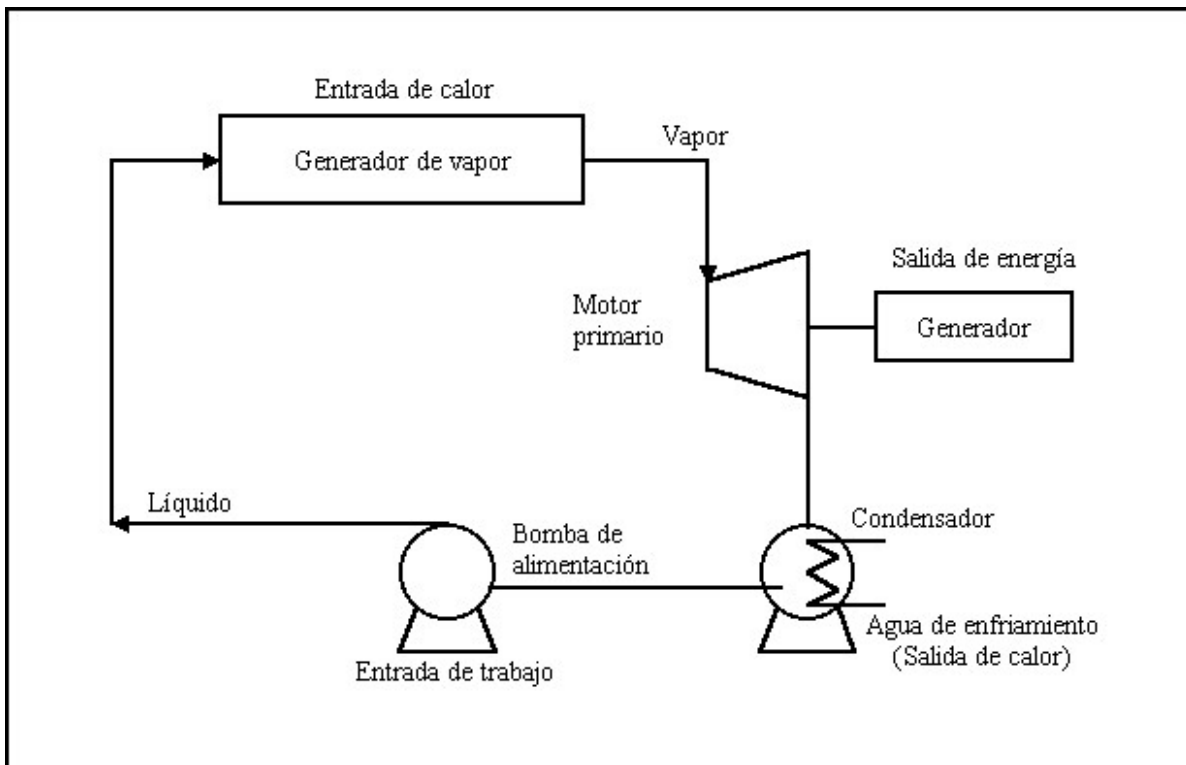


Figura B.3. Elementos del ciclo Rankine simple.

Como se indica en dicha figura, este ciclo se compone de cuatro procesos distintos. Comenzando con la bomba de alimentación, el líquido que entra al calentador se lleva primero a la presión del calentador. En el ciclo ideal, se supone que el líquido suministrado a la bomba está saturado a la presión más baja del ciclo. En un ciclo real, el líquido está ligeramente subenfriado para evitar la formación de burbujas de vapor en la bomba (lo que ocasiona un proceso conocido como cavitación, que acarrea daños a la bomba).

Para el ciclo ideal, el proceso de compresión se considera isoentrópico y el estado final del líquido suministrado al calentador está subenfriado a la presión del calentador. Este líquido subenfriado se calienta hasta el punto de saturación en el calentador y, a continuación, se vaporiza para conseguir el vapor para el motor primario del ciclo. La energía para el calentamiento y la vaporización del líquido está proporcionada por la acción del calentador. El vapor sale del generador proporcionando el trabajo mecánico del ciclo Rankine. Después de que se completa el proceso de expansión, el fluido de trabajo es conducido de nuevo al condensador, donde deshecha calor al agua de enfriamiento.

APÉNDICE C ESQUEMÁTICOS DE LOS CIRCUITOS ACONDICIONADORES

En las siguientes páginas se presentan los circuitos esquemáticos de las tarjetas electrónicas utilizadas para acondicionamiento de señales y adquisición de datos en el proyecto de instrumentación de la Planta Solar.

El presente Apéndice se ha organizado de la manera en que se lista en la tabla C.1.

Página	Esquemático
230	Tarjeta principal
231	Fuente principal
232	Convertidor de corriente a voltaje
233	Circuito de detección de nivel
234	Seguidor del sol

Tabla C.1. Esquemáticos de las tarjetas electrónicas.

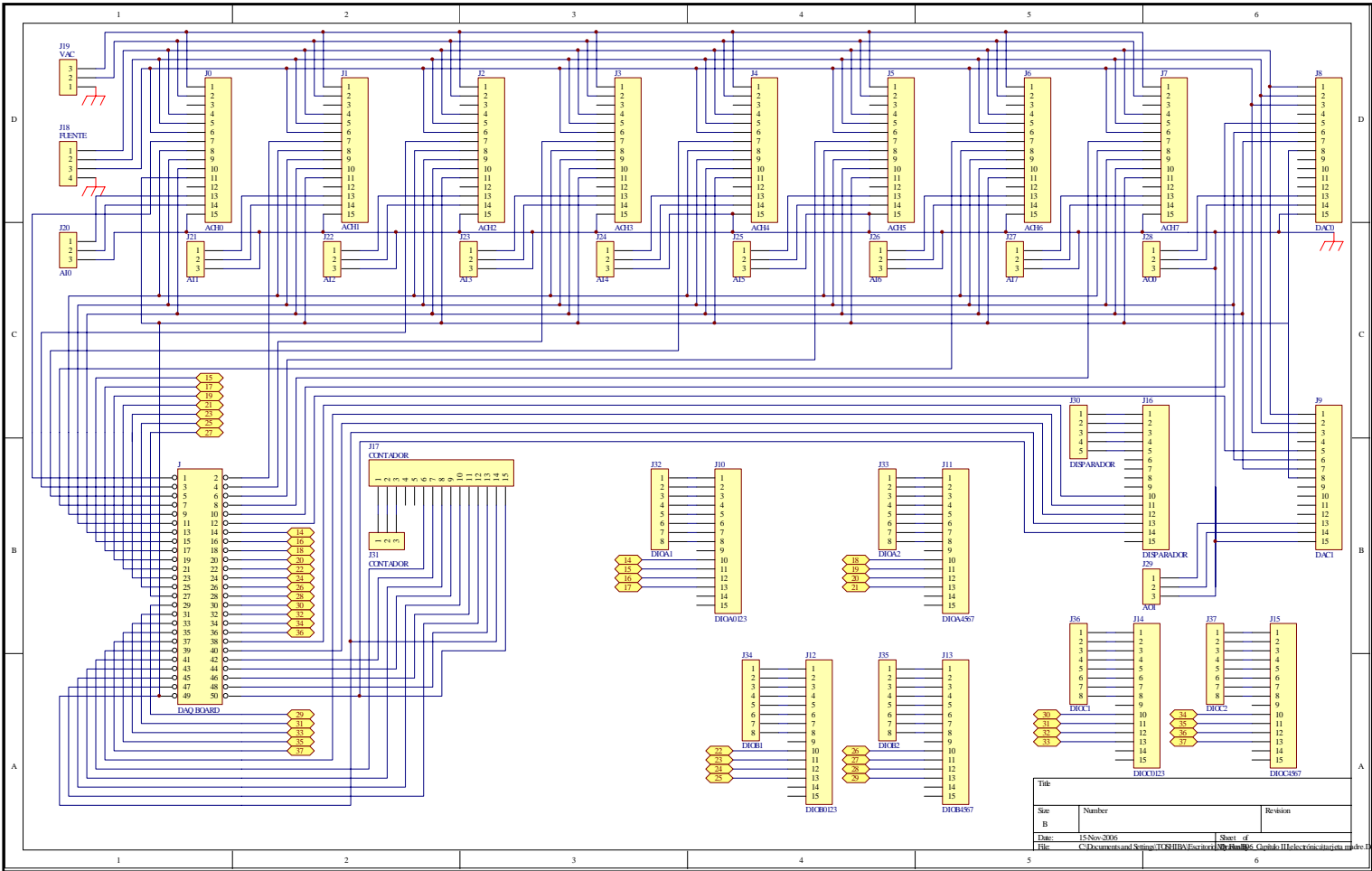


Figura C.1. Circuito de la tarjeta principal.

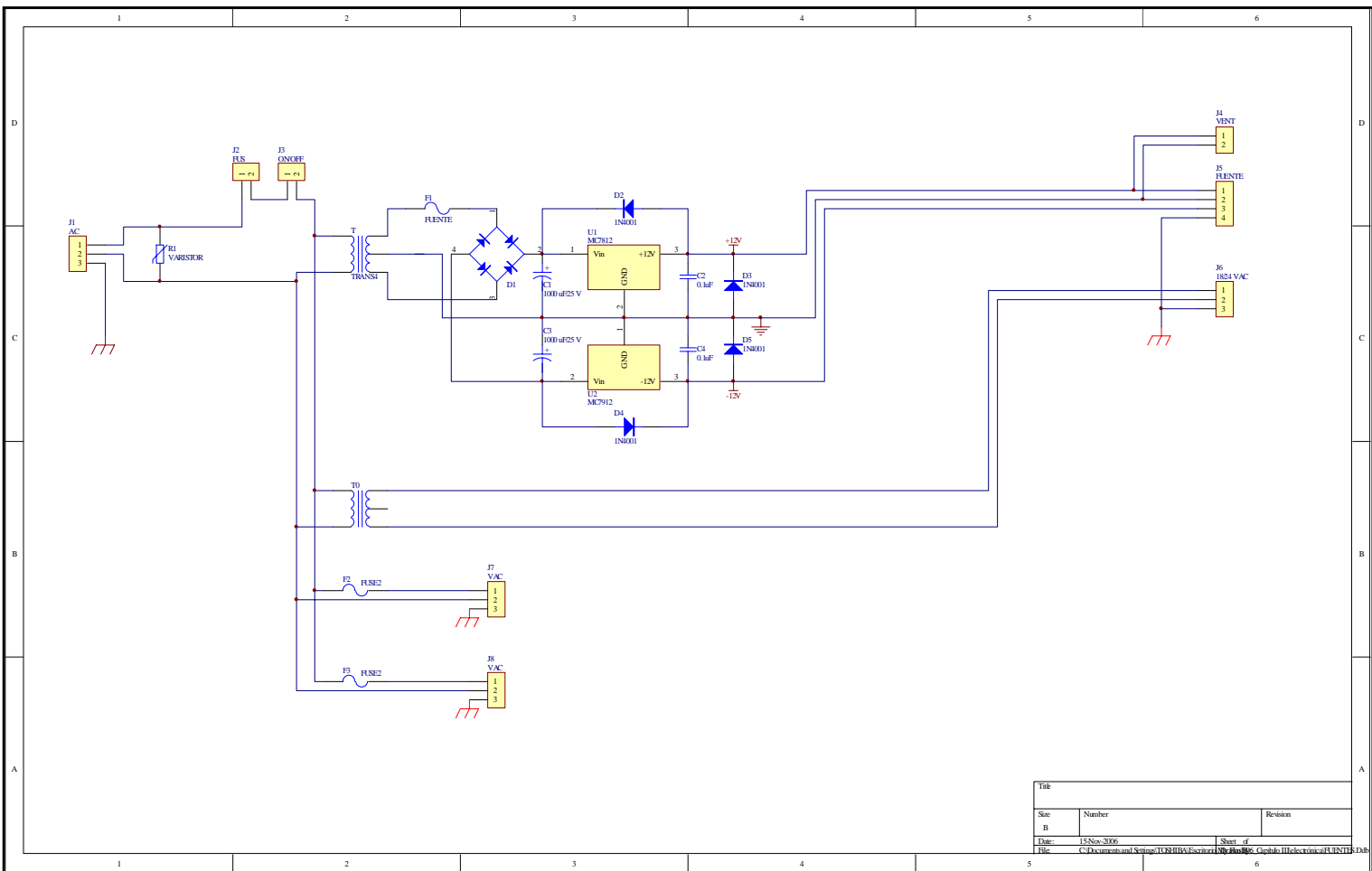
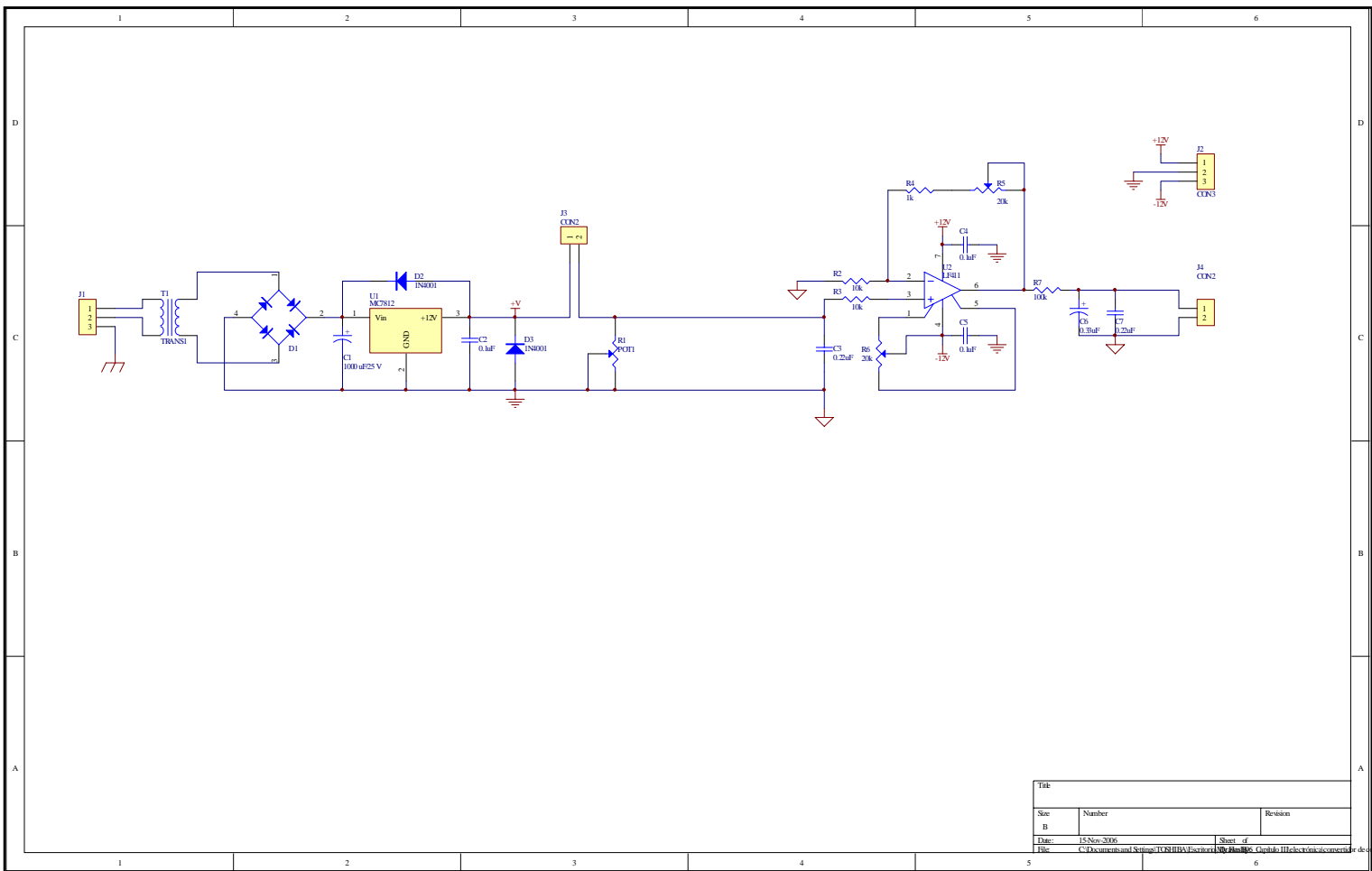


Figura C.2. Circuito de la fuente de alimentación principal.

Figura C.3. Circuito convertidor de corriente a voltaje.



Title		
Size	Number	Revision
B		
Date:	15 Nov 2006	Sheet of
File: C:\Documents and Settings\TOSHIBA\Escherrich\My Documents\Grafik\THelvetron\convertor.doc		

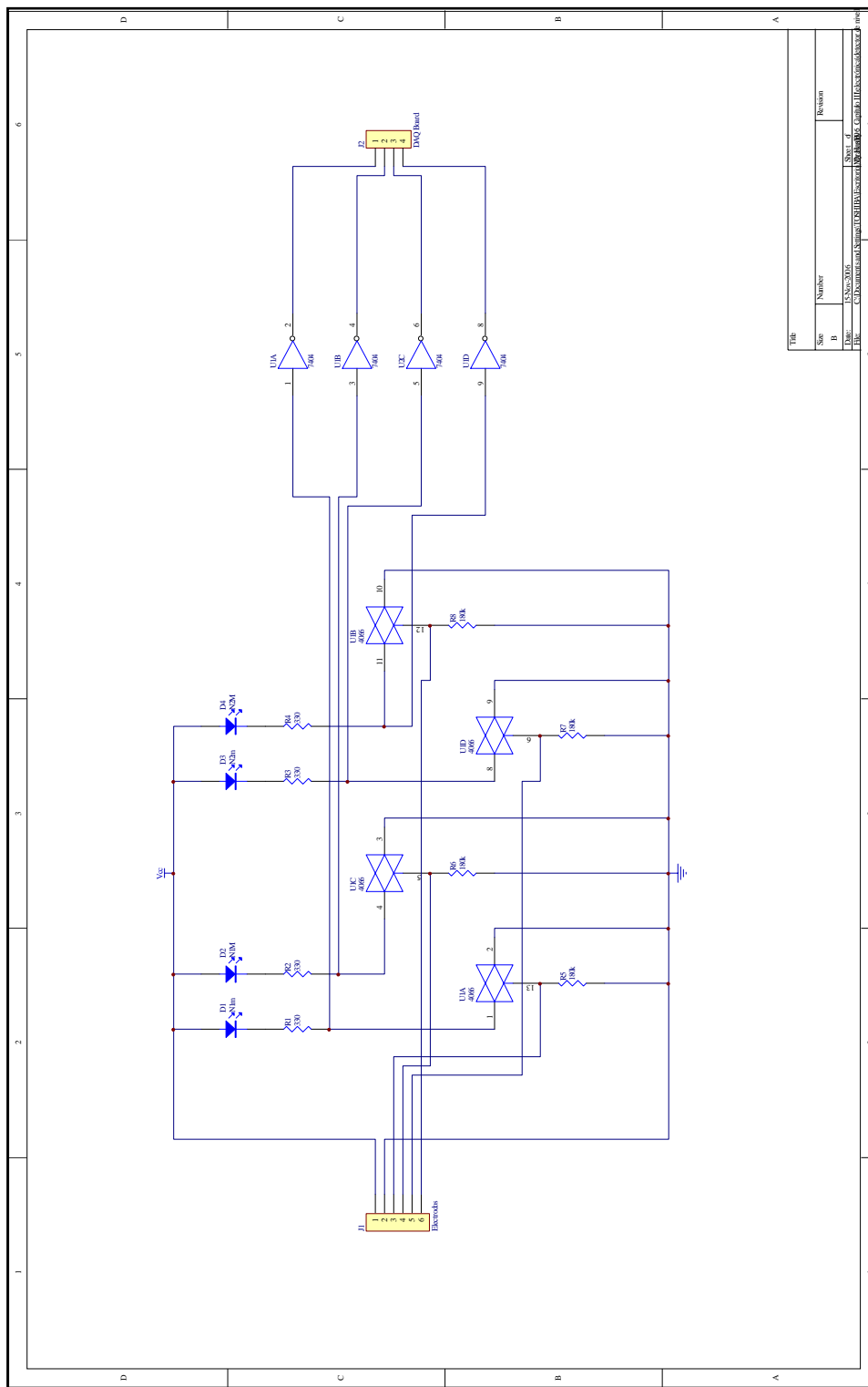
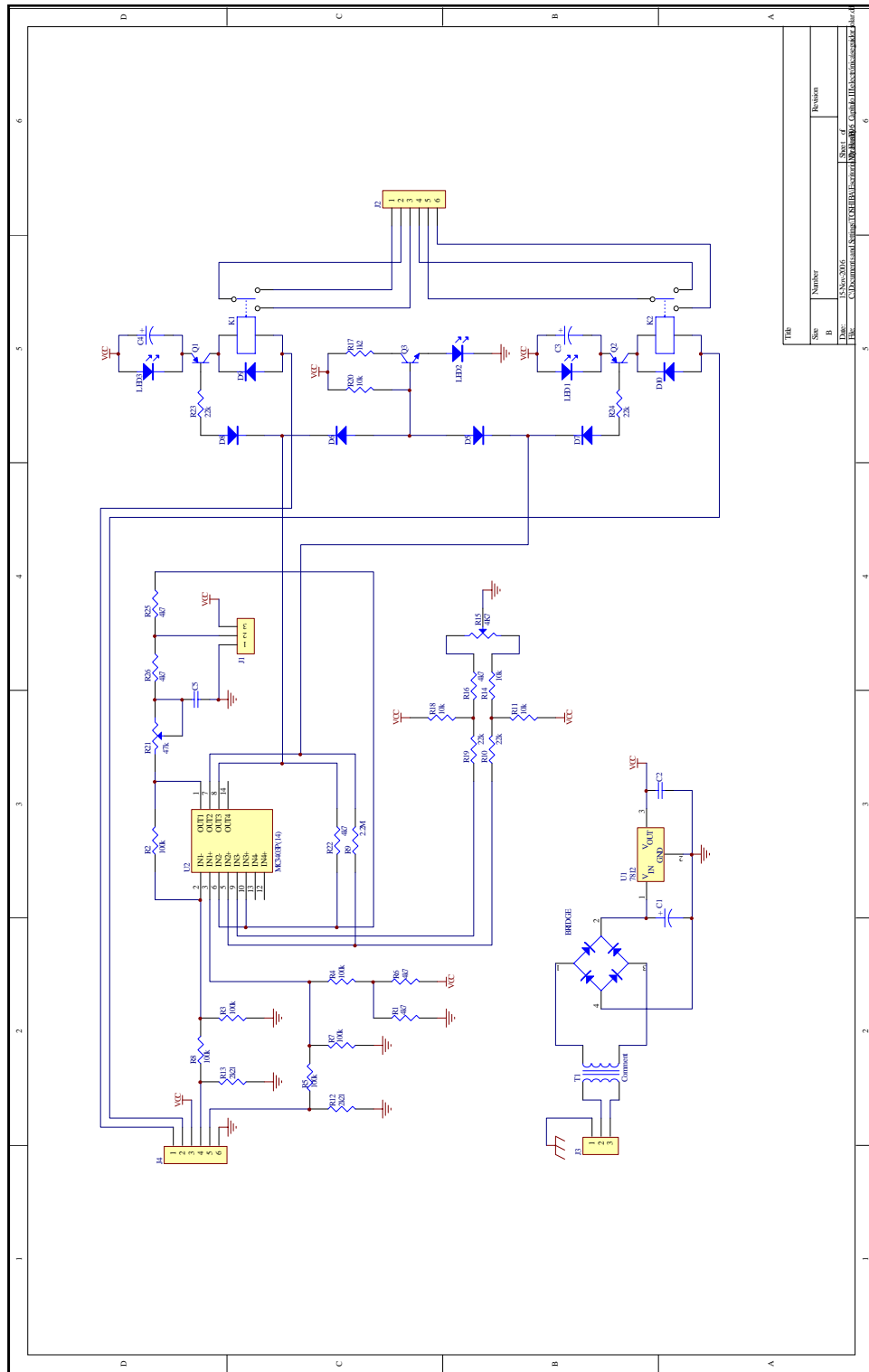


Figura C.4. Circuito para la detección de nivel.



Título	Number	Revision
Doc: C:\Documentos\Xpamal\EXHIB\Exar\1\Diagrama_Circuito_Seguidor_Sol.dwg	15 Nov 2006	Sheet of
File:		6

Figura C.5. Circuito seguidor del sol.
