



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ACOPLAMIENTO DE TECNOLOGIAS: ÓSMOSIS INVERSA Y
SOLAR FOTOVOLTAICA**

T E S I S

P A R A O B T E N E R E L T Í T U L O D E :

I N G E N I E R O M E C Á N I C O

P R E S E N T A :

ADRIÁN CORDERO LOVERA

ASESOR DE TESIS: DR. IVÁN GALILEO MARTÍNÉZ CIENFUEGOS

MÉXICO, D.F.

OCTUBRE-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.

Dedicado a:

Gloria, mi madre.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre por su apoyo y comprensión, por enseñarme a cumplir mis metas y por demostrarme que nada es imposible.

Al Dr. Iván Martínez por su consejo y amistad, durante el desarrollo de este trabajo.

A Karina por su apoyo y comprensión, por estar a mi lado y por todo su amor.

A mis amigos: Miguel, Benito y Felipe por todos estos años de amistad.

A mis amigos y compañeros de carrera: Omar, Rubén, Mario, Gollas, Rene, Rodolfo, Fernando, Esau, Carlos, Abraham, Toño, Marco y Verónica; por su apoyo y amistad, por estar siempre en los momentos difíciles y por haber compartido esta aventura llamada Facultad de Ingeniería.

Gracias a todos los miembros del jurado por el tiempo dedicado a la revisión de este trabajo.

A todos mis compañeros del proyecto IMPULSA y a todos aquellos que de alguna forma contribuyeron en mi formación durante esta etapa, gracias!

ÍNDICE

1. ÓSMOSIS INVERSA Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA	1
1.1 Desalación de agua de mar	1
1.1.1 Destilación directa	2
1.1.2 Destilación por compresión de vapor	3
1.1.3 Destilación súbita por múltiple etapa (MSF)	4
1.1.4 Destilación de múltiple efecto (DME)	5
1.1.5 Ósmosis inversa	6
1.1.6 Electrodialisis	7
1.2 Sistemas de ósmosis inversa	8
1.2.1 Membranas para ósmosis inversa	10
1.2.2 Membranas de enrollamiento en espiral	12
1.2.3 Proceso de pre-tratamiento	13
1.2.4 Proceso de post-tratamiento	14
1.2.5 Consumo energético	14
1.2.6 Mecanismo recuperador de energía	15
1.2.7 Perdidas en el instalaciones de ósmosis inversa	16
1.3 Aprovechamiento del recurso solar	18
1.3.1 Conversión directa	18
1.3.2 Conversión indirecta	19
1.3.3 Medición del recurso solar	19
1.4 Tecnología solar fotovoltaica	20
1.4.1 Celdas y módulos fotovoltaicos	21
1.4.2 Características eléctricas de una celda	25
1.4.3 Instalaciones fotovoltaicas	29
1.4.4 Capacitores	34
2. ACOPLAMIENTO DE TECNOLOGIAS	36
2.1 El problema del agua en México	36
2.2 Propuesta de solución	39
2.2.1 Estado del arte en sistemas acoplados	42

2.2.2	Análisis teórico	45
2.2.3	Descripción del equipo e instrumentos	54
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS	55
3.1	Aspectos teóricos	56
3.2	Aspectos experimentales	62
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
	ANEXOS	67
A	Localización del sur solar	67
B	Nubosidad	68
C	Características técnicas de las membranas	70
D	Características técnicas de módulos fotovoltaicos	73
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Costo en función de la salinidad del agua de alimentación, para los principales métodos de desalación para una capacidad de 5000 [m ³ /d].	2
Figura 1.2	Esquema básico de la constitución de un destilador solar.	3
Figura 1.3	Esquema básico del funcionamiento de una planta de destilación súbita por múltiple etapa.	4
Figura 1.4	(a) Desalación de múltiple efecto con alimentación hacia delante. (b) Desalación de múltiple efecto con alimentación hacia atrás. (c) Desalación de múltiple efecto con alimentación en paralelo.	5
Figura 1.5	Esquema de una planta desalinizadora de ósmosis inversa.	6
Figura 1.6	(a) Proceso natural de ósmosis. (b) Proceso de ósmosis inversa.	9
Figura 1.7	Constitución general de una membrana de arrollamiento en espiral.	12
Figura 1.8	Diagrama de flujos de un recuperador de energía tipo bomba Clark.	15
Figura 1.9	Representación esquemática de una unión p-n.	22
Figura 1.10	Representación esquemática de los componentes de un módulo fotovoltaico.	23
Figura 1.11	Circuito equivalente de una celda fotovoltaica.	24
Figura 1.12	Curvas I-V de un módulo fotovoltaico de la marca Kyocera modelo KC125	26
Figura 1.13	Efecto de la temperatura en una celda fotovoltaica	28
Figura 1.14	Orientación de los módulos fotovoltaicos	30
Figura 1.15	Esquema básico del principio de funcionamiento de un capacitor.	33
Figura 1.16	Conexión básica entre capacitores.	34
Figura 2.1	Contraste entre desarrollo y disponibilidad del agua.	37
Figura 2.2	Esquema del sistema de desalación propuesto.	39
Figura 2.3	Esquema del sistema inicial de prueba de bombeo.	40
Figura 2.4	Sistema de desalación de agua de mar, Solar Cube SSW 3500, de la marca Spectra ®	43
Figura 2.5a	Proceso de selección de un sistema comercial de ósmosis inversa para su acoplamiento con energía fotovoltaica.	45
Figura 2.5b	Proceso de selección de un sistema comercial de ósmosis inversa para su acoplamiento con energía fotovoltaica.	46
Figura 2.6	Desaladora comercial de ósmosis inversa, modelos SEAFARI de Horizont Reverse Osmosis	53
Figura 3.1	Comportamiento ideal de la potencia generada a partir de la irradiancia directa sobre una superficie con una inclinación a la latitud del lugar, 24.12° y 8 paneles fotovoltaicos de 125 W.	58
Figura 3.2	Graficas de irradiancia medida y calculada para un día totalmente despejado en la planta de energía solar del instituto de ingeniería, de la UNAM.	63
Figura 3.2	Graficas de potencia generada y potencia consumida de un sistema de bombeo simple conectado a un control de carga comercial. El sistema se probó el día 7 de junio en la planta solar del Instituto de Ingeniería de la UNAM	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1	Comparación entre los módulos de enrollamiento en espiral y los de membranas de fibra hueca.	10
Tabla 1.2	Valores reportados por la planta de desalación de Gran Canaria esquema básico del funcionamiento de una planta de destilación súbita por múltiple etapa.	14
Tabla 1.3	Valores estándar para la especificación de las celdas fotovoltaicas.	26
Tabla 2.1	Días representativos para cada mes del año.	48
Tabla 2.2	Factor de nubosidad, por mes para La Paz.	52
Tabla 2.3	Especificaciones técnicas de la planta seleccionada.	53
Tabla 2.4	Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado.	54
Tabla 3.1	Parámetros requeridos para el dimensionamiento.	56
Tabla 3.2	Valores de insolación diaria en promedio mensual para una Latitud de 24.12° y una longitud de -110.72° , calculados con el programa RADI	58
Tabla 3.3	Horas de operación del sistema.	59
Tabla 3.4	Producción de agua con energía solar en promedio diario mensual para 9 paneles fotovoltaicos de $125 W_p$ y una membrana de OI.	59
Tabla 3.5	Producción de agua con energía solar en promedio diario mensual para 9 paneles fotovoltaicos de $125 W_p$ y dos membranas de OI.	60
Tabla 3.6	Exceso de energía durante el periodo de alta insolación, arranque-paro. Para 9 módulos fotovoltaicos de $125 W_p$.	61
Tabla 3.7	Energía generada durante los periodos de baja insolación, amanecer-arranque y paro-ocaso. Para 9 módulos fotovoltaicos de $125 W_p$.	62

RESUMEN

Este trabajo trata el tema de desalación de agua de mar y energías renovables tomando como puntos centrales las tecnologías de ósmosis inversa y energía solar fotovoltaica, planteando las bases teóricas del funcionamiento y acoplamiento de ambas.

La ósmosis inversa es un proceso de filtración, en el cual el filtro es una membrana que actúa como una barrera selectiva, permitiendo el paso de diferentes especies a diferentes velocidades al aplicar un diferencial de presión a la misma; es así como se logra la separación de sales del agua; en relación a esta tecnología se tratan los aspectos de consumo energético y operación intermitente.

La tecnología fotovoltaica es una forma de generación eléctrica alternativa basada en el efecto fotoeléctrico que produce un voltaje y una corriente en un material semiconductor a partir de la incidencia de la radiación solar; en relación a esta tecnología se tratan los aspectos relacionados a la generación en función del recurso solar y el dimensionamiento de la misma para una operación intermitente.

Con base en estas tecnologías se propone un acoplamiento de ambas sin empleo de baterías, para lo cual realiza un estudio del comportamiento del recurso solar a partir de modelos y datos históricos de insolación en La Paz BCS, para finalmente comparar el método de dimensionamiento propuesto con el tradicional a fin de obtener los mejores resultados en el acoplamiento de las tecnologías.

SISTEMA PROPUESTO



CAPÍTULO 1

ÓSMOSIS INVERSA Y ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Este capítulo trata de forma general el tema de desalación de agua de mar y energías renovables, los puntos centrales son las tecnologías de ósmosis inversa y energía solar fotovoltaica. Se plantean las bases teóricas del funcionamiento de ambas.

En la parte referente a ósmosis inversa se tratan los aspectos de consumo de energía y operación intermitente, haciendo mención de los principales problemas durante la operación del sistema.

La parte fotovoltaica abarca los principios eléctricos del funcionamiento de un módulo fotovoltaico y su relación con el recurso solar, así como las principales consideraciones que se deben tomar en cuenta al proyectar una instalación fotovoltaica, como son el acondicionamiento de la energía, la orientación y el cableado.

1.1 Desalación de agua de mar

Existen varias técnicas para desalar agua y dependiendo de sus características particulares poseen ventajas y desventajas. La gráfica mostrada en la figura 1.1, muestra el costo por litro de los principales procesos de desalación en función de la salinidad del agua a tratar, en la gráfica se puede ver que los procesos con membranas son sumamente competitivos frente a los procesos de destilación, que en general tienen como desventaja la aportación del calor latente necesario para lograr la evaporación.

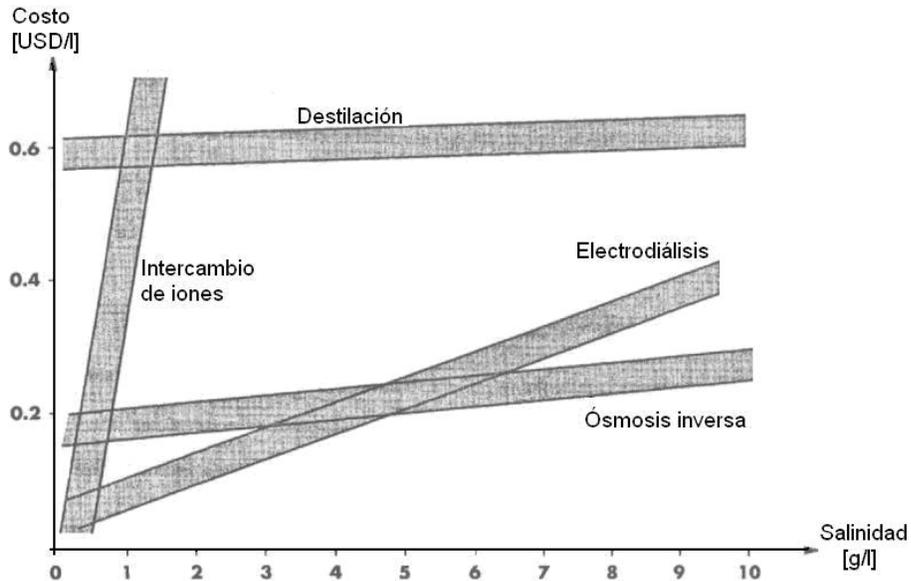


Figura 1.1 Costo en función de la salinidad del agua de alimentación, para los principales métodos de desalación para una capacidad de 5000 [m³/d] (Dickenson T., 1997)

Sin embargo, la salinidad del agua no es el único factor que afecta la selección de un método de desalación. Los recursos disponibles en la zona, los costos de instalación, la capacidad deseada, el mantenimiento y los costos de operación son sólo algunos de los factores que afectan el diseño de un sistema para desalar agua, en general los sistemas por destilación han sido empleados en países con amplias reservas de hidrocarburos para proveer agua en el ámbito municipal, mientras que los sistemas que operan mediante el uso de membranas han tenido un gran éxito en aplicaciones pequeñas donde los volúmenes a tratar son más reducidos como en hoteles, barcos y aplicaciones de consumo en el ámbito doméstico. A continuación se describen los principales sistemas de desalación, considerando ventajas, desventajas y requerimientos particulares de cada uno.

1.1.1 Destilación Directa

La destilación directa es el método más simple usado en desalación. En su forma más simplificada un destilador solar consiste en una caja con una cubierta transparente y una base de color negro que contiene un volumen poco profundo de agua. En un día típico la radiación solar entra a través de la cubierta transparente y es absorbida casi en su totalidad en la base del destilador. El calor disipado en la base es transferido por conducción al volumen delgado de agua, elevando así su temperatura y acelerando el proceso de evaporación. Como la

temperatura de la base es mayor que la temperatura de la cubierta transparente, el vapor que se encuentra entre ambas superficies entra en un estado dinámico de convección, así el agua recientemente evaporada en la base sube y entra en contacto con la cubierta, donde se condensa y escurre hacia un recipiente de almacenamiento, un esquema de la constitución básica de un destilador solar se muestra en la figura 1.2.

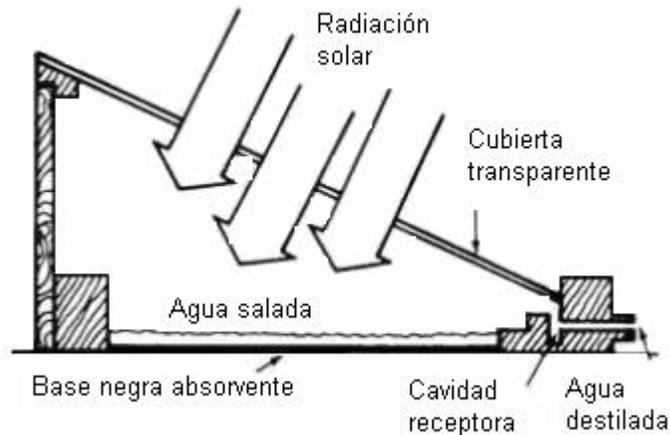


Figura 1.2 Esquema básico de la constitución de un destilador solar (Reygadas, R. 2006).

Aunque el método es simple, es también sumamente ineficiente desde el punto de vista térmico ya que la evaporación del agua conlleva a la aportación de un calor latente para producir el cambio de fase, sin que haya ningún mecanismo para recuperar éste calor durante la condensación del vapor en la cubierta (Reygadas, R. 2006).

1.1.2 Destilación por compresión de vapor

El proceso de compresión de vapor es básicamente un proceso de simple efecto en el cual el vapor es comprimido generando un mayor gradiente de temperatura en el intercambiador que recicla el calor del proceso aumentando así su eficiencia. Estos sistemas tienen una gran aplicación a mediana escala debido a su simplicidad en comparación con otros métodos de destilación térmica. (Thomson, A. 2003)

1.1.3 Destilación Súbita por Múltiple Etapa (MSF)

En este método se calienta agua a alta presión para evitar su evaporación y después la somete a un proceso de expansión alcanzando así una evaporación súbita. En la práctica estos sistemas están divididos en etapas; pero, de la misma forma que la destilación simple, la MSF sufre el inconveniente de tener que aportar un calor latente para producir la evaporación (Thomson, A. 2003).

En el proceso de MSF el calentamiento para la generación de vapor se lleva a cabo dentro de un calentador que eleva la temperatura hasta la de presión de saturación del sistema. El agua de entrada se deja fluir libremente hacia cámaras conectadas en serie donde una parte se evapora súbitamente, en la condensación del vapor en estas cámaras se aprovecha el calor rechazado para precalentar el agua que alimenta el calentador principal, lo cual permite elevar la eficiencia. La figura 1.3, muestra el esquema básico del proceso de destilación súbita por múltiple etapa.

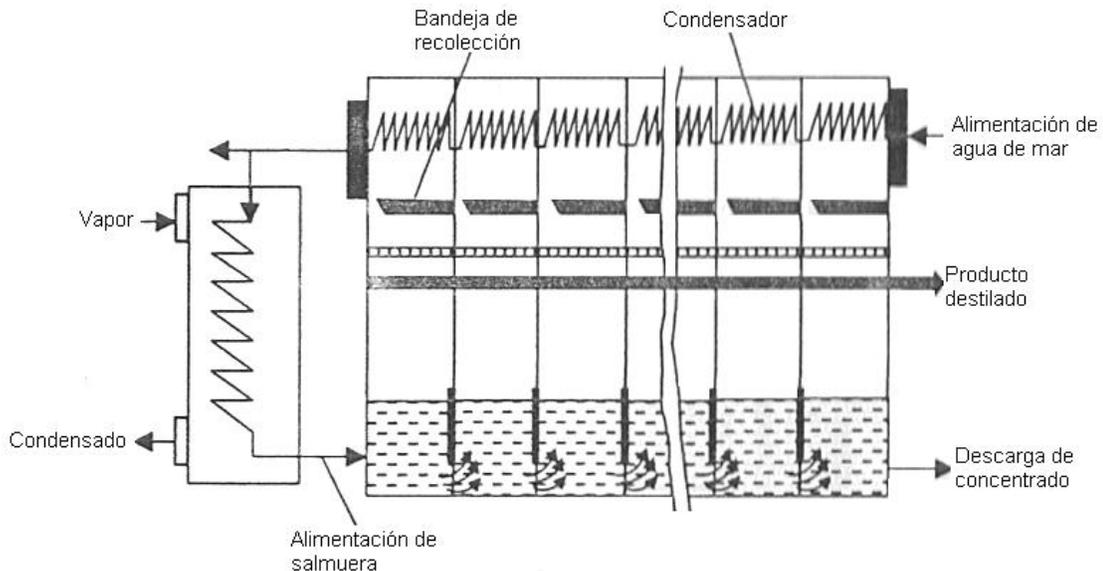


Figura 1.3 Esquema básico del funcionamiento de una planta de destilación súbita por múltiple etapa (El-Dessouky T. Et al., 2002).

El principal problema que tiene la destilación súbita por múltiple etapa es la acumulación de sales sobre los tubos lo que incrementa los costos de mantenimiento y operación, pero además el hecho de que tengan que operar con intervalos pequeños de presión y temperatura hace difícil la operación de estas plantas con energías renovables como la solar (El-Dessouky T. Et al., 2002).

1.1.4 Destilación de Múltiple Efecto (DME)

Este proceso trata de aprovechar el calor latente aportado en la evaporación, utilizando el calor disipado en el condensador para precalentar agua en un tanque independiente. Los sistemas de desalinización de múltiple efecto están formados por una secuencia de evaporadores de efecto simple, donde el vapor producido en un efecto es usado en el siguiente aprovechando el calor disipado en el condensador para evaporar el agua en éste efecto, y así sucesivamente haciendo uso del principio de evaporación en un ambiente a presión reducida. El aprovechamiento del vapor reduce la producción de salmuera pero conforme avanzan los efectos la presión tiene que irse reduciendo lo cual implica un consumo de energía para la generación del vacío. Este tipo de plantas tiene básicamente tres configuraciones que tienen que ver con la alimentación a los efectos, estas son hacia delante, hacia atrás y en paralelo. La figura 1.4 muestra las diferentes configuraciones de una planta desaladora de múltiple efecto.

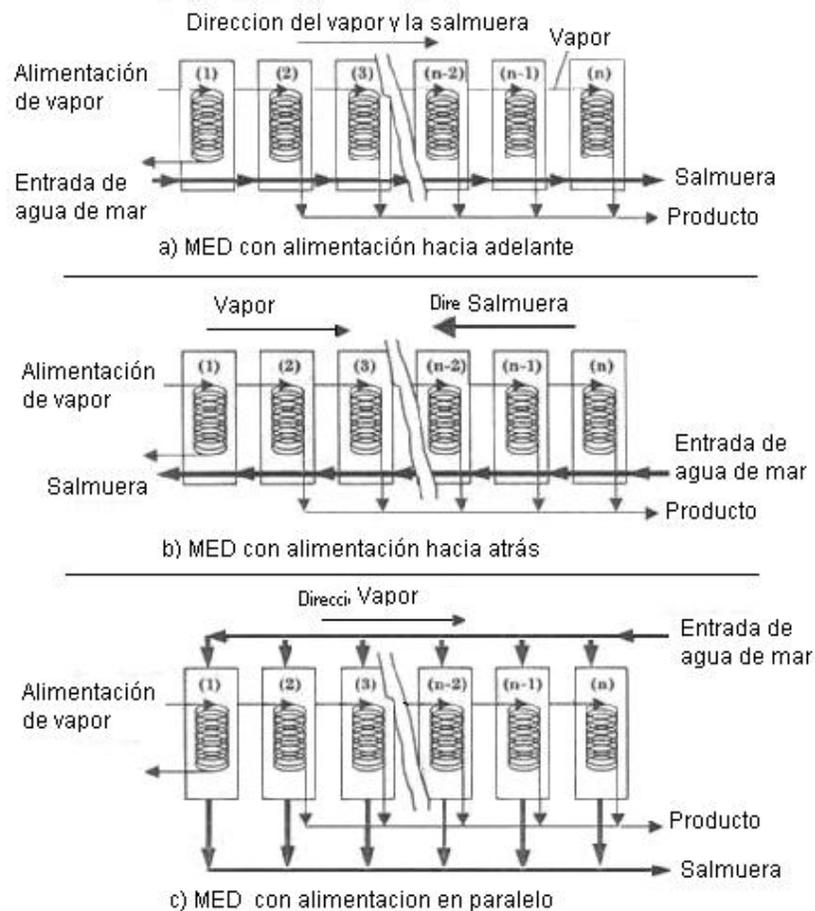


Figura 1.4 (a) Desalación de múltiple efecto con alimentación hacia delante, (b) Desalación de múltiple efecto con alimentación hacia atrás, (c) Desalación de múltiple efecto con alimentación en paralelo (El-Dessouky T. Et al., 2002).

La selección de una u otra configuración en un sistema de desalación de agua por múltiple etapa, tiene que ver con la variación de la solubilidad de las sales como función de la temperatura y la concentración, esta variación de la concentración puede producir la acumulación de sal sobre la superficie de los tubos formando capas que reducen el espacio para el flujo traduciéndose esto en un mayor consumo energético del sistema de bombeo, además dichas capas representan una resistencia adicional para la transferencia de calor del sistema reduciendo la eficiencia del mismo; estos problemas elevan los costos de mantenimiento y funcionamiento de estos sistemas (El-Dessouky T. Et al., 2002).

1.1.5 Ósmosis Inversa (OI)

La ósmosis inversa es un proceso de filtración, en el cual el filtro es una membrana que actúa como una barrera selectiva, permitiendo el paso de diferentes especies a diferentes velocidades. Opera con tamaños de partículas de 5×10^{-3} [μm] a 5×10^{-4} [μm] lo que permiten la separación de sólidos disueltos. Este es un proceso que se lleva a cabo en forma natural en las células de los seres vivos y se usa en el ámbito industrial en procesos para producción de alimentos, fármacos y para la desalación de agua. El esquema clásico de una planta de ósmosis inversa se muestra en la figura 1.5.

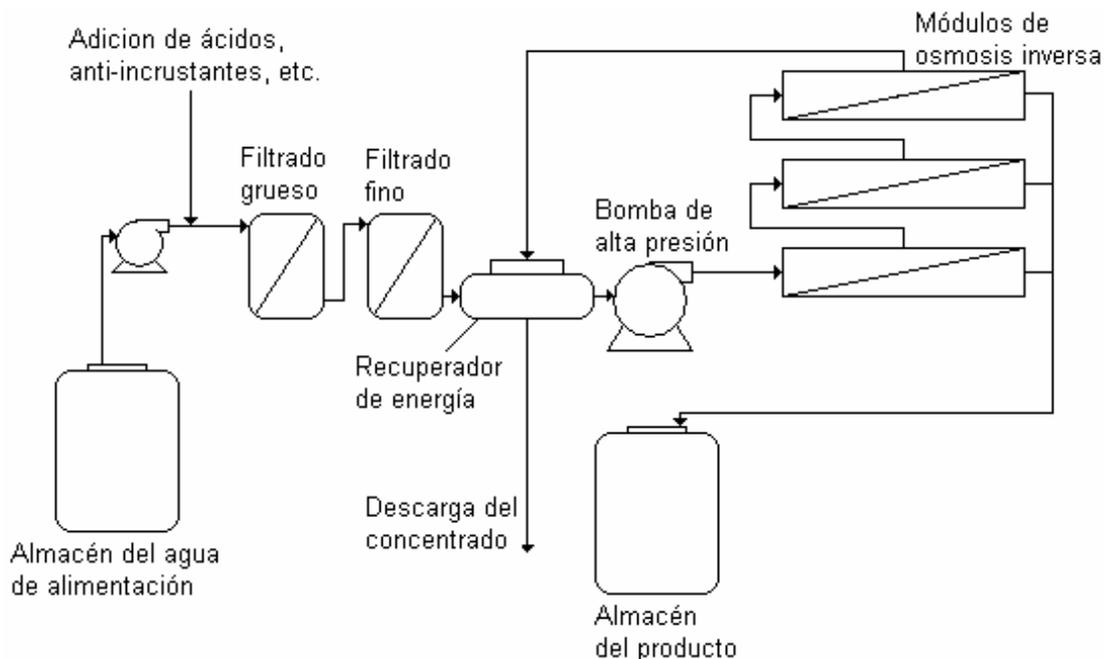


Figura 1.5 Esquema de una planta desalinizadora de ósmosis inversa.

El ciclo de la figura 1.5 comienza en un tanque de almacenamiento en donde se encuentra el agua a tratar, este tanque permite el asentamiento de partículas dañinas para el pretratamiento, después dicha agua es impulsada por una bomba hacia el proceso de pretratamiento, al tiempo que se le agregan ácidos, anti-incrustantes y otros químicos a fin de adecuar el pH, lo que facilita la retención en los filtros y evita la formación de obstrucciones sobre la superficie de la membrana. El proceso de pretratamiento consiste en un filtrado grueso que se hace por medio de filtros de arena y carbón activado, después se pasa a un filtrado más fino de alrededor de cinco micrómetros, en el cual se eliminan las partículas que hayan podido escapar a los filtros anteriores o bien sean consecuencia de los mismos, esta etapa de filtrado elimina los materiales restantes que pudieran atacar a las membranas o depositarse sobre la superficie de ellas reduciendo la eficiencia de las mismas. Una vez que el agua atraviesa el pretratamiento se le incrementa la presión para enviarla a los módulos para ósmosis inversa, que pueden estar en arreglos en serie o paralelo o combinaciones de ambos, dependiendo de las características finales que se deseen obtener en el producto. A su vez, en el interior de cada uno de estos módulos se pueden encontrar varias membranas acopladas en un arreglo en serie, que permite el mejor aprovechamiento de la presión del agua alimentada.

En los módulos se lleva a cabo el proceso de separación de la sal resultando en dos salidas una de agua potable que va hacia el tanque de almacenamiento de donde luego se puede extraer para su consumo o para su bombeo a la red de suministro. La segunda salida es una salmuera con gran contenido de sal que aun lleva una alta presión, para aprovechar la presión de la salmuera, ésta se manda a un mecanismo recuperador de energía, el cual recupera parte de la presión de la salmuera y la pasa al agua de entrada para reducir la carga de la bomba principal e incrementar la eficiencia energética global del sistema.

1.1.6 Electrodiálisis

El proceso se basa en el hecho de que las sales disueltas en una solución salina tienen sus cargas eléctricas neutralizadas, así cuando se induce una corriente eléctrica en la solución mediante los iones tienden a migrar hacia el electrodo de carga opuesta. Al interponer dentro de esta solución y de forma alternativa pares de membranas aniónicas-catiónicas que permiten de forma selectiva únicamente el paso de los aniones – cationes a través de ellas, se produce la

división del flujo de entrada en dos flujos conteniendo dos soluciones una diluida y la otra concentrada.

Las unidades de electrodiálisis son modulares estando constituidas por las denominadas pilas (stacks) consistente cada una de ellas en varios cientos membranas con sus correspondientes electrodos. El agua a desalar es conducida simultáneamente en varias corrientes en paralelo a través de las celdas produciendo simultáneamente un flujo continuo de agua producto y otro de concentrado.

Es importante resaltar que la energía requerida por este proceso es directamente proporcional al contenido de sales disueltas en el agua y es justo por ello que este método encuentra su principal campo de aplicación en aguas salobres y no para la desalación de agua de mar (Thomson, A. 2003).

1.2 Sistemas de ósmosis inversa

La historia de la ósmosis inversa es en sí la historia de las membranas para este proceso. Desde 1823 Dutrochet explicó el proceso de la ósmosis y en 1867 Traube y Pfeffer comenzaron con los primeros estudios cuantitativos de membranas artificiales, fue en ese mismo año que Traube preparó la primera membrana sintética.

Los primeros pasos en la ósmosis inversa se dieron a partir de 1959 cuando Breid y Breton, en la universidad de Florida, utilizaron en sus investigaciones membranas planas de diferentes materiales y comprobaron que las de acetato de celulosa eran las más prometedoras, logrando rechazos hasta de un 98 %, los flujos sin embargo eran pequeños. Cuatro años más tarde en la universidad de California Loeb y Sourirajan desarrollaron las primeras membranas asimétricas de acetato de celulosa, de mayor flujo y con un alto rechazo de sales.

Estos trabajos fueron repetidos y confirmados en varios laboratorios, especialmente por un grupo en General Dynamics y otro en Aerojet General. La comercialización de membranas se inició casi inmediatamente después de su invención, desde la década de los 60's se comenzaron a construir membranas de enrollamiento en espiral con las membranas desarrolladas por Loeb y Sourirajan. A partir de estos años se comenzaron las investigaciones sobre nuevos tipos de materiales para la fabricación de membranas en distintos institutos de todo el mundo.

En la década de los 70's se cambió el material base de celulosa a poliamida aromática, consiguiéndose con esto una mejora sustancial en la membrana, aumentando el rechazo de sales hasta el 99 %. Estas nuevas membranas que se produjeron inicialmente en forma de fibra hueca, soportan amplias variaciones en el pH, a diferencia de las primeras que desde el punto de vista químico tenían ciertas limitaciones, siendo la principal su facilidad para hidrolizarse lo que las obligaba a trabajar en márgenes muy estrechos de pH. Hoy en día predominan las membranas hechas de amidas, poliamidas y acetato de celulosa en arreglos de enrollamiento en espiral y fibra hueca.

En el año 2000 ya se usaba la tecnología de ósmosis inversa para tratar más de 2 mil millones de galones de agua por día y se espera que esta cifra continúe aumentando durante la primera parte del siglo XXI. (El-Dessouky T. Et al., 2002; Medina S. J., 1999)

En los sistemas de ósmosis inversa el flujo es gobernado por una diferencia de potencial químico (entendido como una medida de la estabilidad del sistema frente a procesos espontáneos, que involucran transferencia de masa de una región a otra del sistema), que a su vez es dependiente de la presión, la temperatura y la concentración de las especies. Es decir si tuviéramos una disolución idéntica separada por una membrana y ambos lados estuvieran bajo las mismas condiciones, la ósmosis no se llevaría a cabo pues se tendría un sistema en equilibrio; si por el contrario tuviéramos una disolución y un disolvente separados por una membrana, encontraríamos un alto flujo de disolvente hacia la disolución y un bajo flujo de soluto hacia el disolvente, lo cual a la larga nos llevaría a un estado en equilibrio donde no encontraríamos las mismas condiciones de concentración en cada lado, pues la diferencia en la velocidad de los flujos ocasionaría una diferencia de concentraciones de soluto en ambos lados de la membrana, esta inestabilidad aparente es compensada con el aumento de la presión en el lado de la disolución conocida como presión osmótica, la figura 1.6, muestra los procesos de ósmosis y ósmosis inversa.

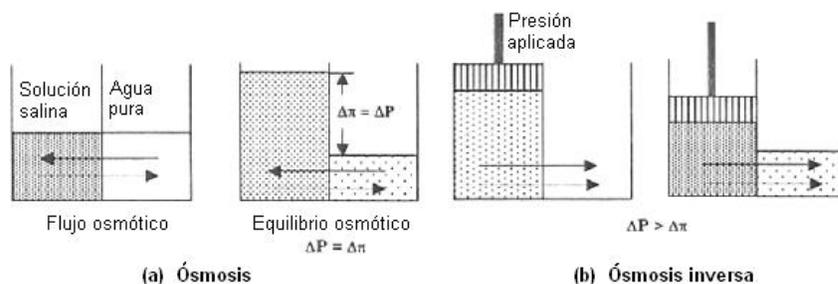


Figura 1.6 (a) Proceso natural de ósmosis, (b) Proceso de ósmosis inversa (El-Dessouky T. Et al., 2002).

1.2.1 Membranas para ósmosis inversa

No hay una distinción clara acerca de qué tipo de membranas son mejores para la desalación de agua, las más usadas son las de enrollamiento en espiral y las de fibra hueca. Debido a que sus deficiencias en algunas características son compensadas con mejor rendimiento en otros aspectos la selección de uno u otro tipo depende de las características particulares de cada sistema, la tabla 1.1, muestra las ventajas y desventajas para estos dos tipos de membranas con la misma capacidad.

Tabla 1.1 Comparación entre los módulos de enrollamiento en espiral y los de membranas de fibra hueca

Membranas de enrollamiento en espiral	Membranas de fibra hueca
Es más permeable por lo que tiene mayor caudal unitario.	Tiene más superficie por lo que un módulo finalmente es de mayor capacidad.
Ocupan más espacio.	Ocupan menos espacio.
Tienen menor presión de funcionamiento.	Tiene mayor presión de funcionamiento.
Menor consumo energético.	Mayor consumo energético.
Mayor rechazo de sales.	Menor rechazo de sales.
Al acoplar los módulos en serie, el producto final resulta inferior por el aumento de la concentración y la disminución de la presión.	Se emplean como módulos únicos que proveen agua de gran pureza.
El agua de entrada requiere de un proceso de pretratamiento.	Debido al empaquetamiento tan alto de las membranas se requieren de pretratamientos más costosos.
No requieren de capas adicionales.	Requieren de una capa química responsable del rechazo de sales, esta capa encarece la operación de estas membranas.
Tras la limpieza la recuperación del rechazo es menor que la sustitución de la capa en las membranas huecas.	La capa química que poseen se puede fácilmente recuperando el rechazo incluso después de varios años.
Deben montarse en una estructura resistente a la presión 70.5 [kg/cm ²] (1000 [psi]) "Bastidor".	Deben montarse en una estructura resistente a la presión 84 [kg/cm ²] (1200 [psi]) "Bastidor".
Para aguas con contaminación orgánica los resultados son mejores.	Aguas con contaminación orgánica favorecen el ensuciamiento de la membrana.
Mayor variedad de membranas y fabricantes.	Menor variedad de membranas y fabricantes.

Dado que el desarrollo actual para desalación de agua por medio de ósmosis inversa esta basado en el uso de membranas de enrollamiento en espiral (debido principalmente al desarrollo tecnológico que estas han tenido y por la mayor variedad de fabricantes existentes en el mercado), la teoría tratada adelante se referirá exclusivamente a este tipo de membranas, sin que esto sea una limitante para extender muchos de los conceptos básicos hacia el tratamiento de membranas de fibra hueca, aunque debe tenerse en consideración que existen diferencias significativas en los métodos de pretratamiento, limpieza y operación.

Debido a que las membranas tienen una superficie limitada y también una producción determinada, además de que el porcentaje de recuperación por módulo es relativamente pequeño, 10 al 15 %, se hace necesario colocar varios de éstos en serie ya que si sólo se hiciera uso de uno, gran parte del caudal se iría desperdiciado como salmuera. Los arreglos en serie permiten elevar la eficiencia global de la planta pero reducen la calidad final del producto, ya que al haber más módulos la presión va disminuyendo, lo que reduce el porcentaje recuperación. Para una membrana el pemeado y el rechazo de sales estan dados por las ecuaciones 1.1 y 1.2 esta dado por la siguiente ecuación:

$$F_a = A \cdot K_w \cdot (P - \pi) \quad (1.1)$$

$$RS = \left(1 - \frac{C_p}{C_a} \right) \times 100 \quad (1.2)$$

Donde:

F_a : Caudal de agua que atraviesa la membrana [l/m²/hora]

A : Área activa de la membrana [m²]

K_w : Coeficiente de permeabilidad de la membrana [m/kPa*s]

P : Presión diferencial a través de la membrana [kPa]

π : Presión osmótica diferencial a ambos lados de la membrana [kPa]

RS : Rechazo de sales [%]

C_p : Concentración de sales en el agua de producto [ppm]

C_a : Concentración de sales en el agua de alimentación [ppm]

En la ecuación 1.1 se puede ver que el pemeado depende directamente de la presión neta aplicada mientras que en la ecuación 1.2 se puede ver que la capacidad de rechazo de sales de la membrana no depende de la presión sino de las concentraciones de sal a ambos lados de la misma, así al aumentar la concentración de sales en los módulos la calidad del agua recuperada es menor y al mezclarse los productos de todos los módulos a la salida del arreglo el agua resultante es de menor calidad que la que se puede obtener empleando un sólo módulo, más sin embargo esta disminución en la calidad es compensada bastante bien por el ahorro que representa la disminución de la energía requerida para el proceso. (Medina, S. J. 1999)

1.2.2 Membranas de enrollamiento en espiral

Las membranas de enrollamiento en espiral, cuya constitución general se muestra en la figura 1.7, están formadas por varias láminas rectangulares que constituyen las membranas propiamente dichas, enrolladas alrededor de un eje cilíndrico provisto de perforaciones que permiten recoger el agua producto.

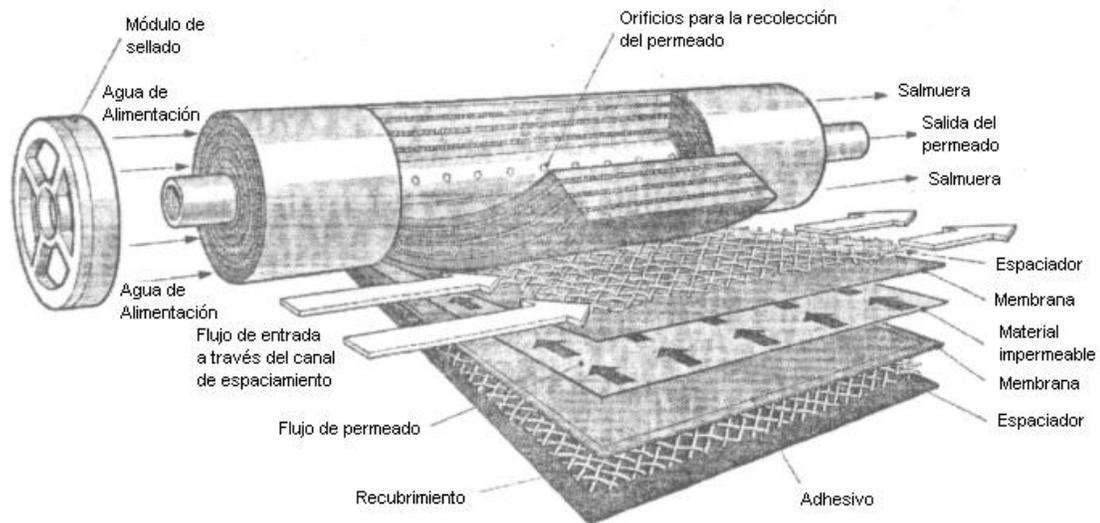


Figura 1.7 Constitución general de una membrana de arrollamiento en espiral (Dickenson T., 1997).

Para el enrollamiento de las láminas desaladoras se disponen alternadamente con un separador impermeable y una malla. El separador impermeable permite aislar el caudal que pasa por cada una de las membranas y separarlo de la salmuera; la malla plástica determina los canales hidráulicos por los que circula el agua a tratar y por su forma cuadrículada garantiza un régimen de funcionamiento turbulento que reduce las posibilidades de obstrucción por elementos

extraños. El conjunto de membranas, mallas y separadores se sella mediante un pegamento por tres de los lados, mientras que el cuarto lado que constituye la única salida para el agua que ha atravesado las membranas se une a un tubo perforado. Finalmente se cierra el conjunto con una envuelta exterior de poliéster con fibra de vidrio. (Medina, S. J. 1999)

1.2.3 Proceso de pretratamiento

Como ya se vio en la sección 1.1.5, lo que se busca es adecuar las características del agua de alimentación a las necesidades de las membranas empleadas. La mayor parte de los problemas en instalaciones de ósmosis inversa tienen que ver con un pretratamiento inadecuado o ineficiente, de ahí la necesidad de conocer los distintos procesos que eliminan o ayudan a eliminar los elementos indeseables antes de que estos lleguen a los módulos de ósmosis inversa y puedan causar problemas de obstrucción en las membranas.

Existen distintos pretratamientos que pueden ser empleados en un sistema de ósmosis inversa, la selección de la combinación de estos procedimientos, depende de las características específicas del agua a tratar. A continuación se describen los métodos mas usados a partir del tipo de impureza.

a) El filtrado grueso es un proceso mecánico que generalmente se dispone al inicio del pretratamiento y tiene como objetivo remover las partículas suspendidas de hasta 20 μm , en este proceso el agua se hace pasar a través de varias capas de arena sílice, antracita y otros medios filtrantes de diferentes tamices que se encuentran dentro de un contenedor de forma cilíndrica generalmente.

b) El filtrado fino se hace a partir de filtros de cartucho y su objetivo es remover las partículas que hayan escapado al filtrado grueso, pudiendo detener partículas de hasta 5 μm .

c) Los filtros de carbón activado se pueden encontrar comercialmente en dos presentaciones, de forma granular y en bloque. Ambas presentaciones sirven para remover olores, sabores, cloro y otros químicos disueltos, sin embargo en la práctica, los filtros de carbón activado granular son un excelente medio filtrante para sólidos, mientras que los de forma de bloque tiene un máximo de absorción de olores y sabores.

1.2.4 Proceso de post-tratamiento

El proceso de post-tratamiento es aun más importante cuando se trata de agua que ha de ser almacenada para su posterior consumo pues es indispensable eliminar microorganismos que pudieran proliferar contaminando el agua que después habrá de beberse, los principales métodos de post-tratamiento se describen a continuación:

a) El ozono es un componente natural del aire que se utiliza para la desinfección del agua ya que descompone agresivamente los organismos vivos sin dejar residuos químicos que puedan afectar la salud o el sabor del agua, convirtiendo los ambientes contaminados, en oxigenados y descontaminados. Dado que el ozono se agrega como disolución al agua, es ideal para el proceso mantiene el agua libre de bacterias durante su almacenamiento.

b) El proceso de postratamiento con luz ultravioleta es un proceso germicida que logra erradicar la contaminación microbiológica, empleando una tecnología simple (sin adición de químicos, ni cambios en la química general del agua). Se hace pasar el flujo de agua por cámaras con lámparas que emiten luz ultravioleta logrando una exterminación instantánea casi completa de los microorganismos.

1.2.5 Consumo de energía

El parámetro de mayor influencia en el consumo de energía de una planta pequeña de ósmosis inversa, es la presión a la que se tiene que alimentar el agua a los módulos de ósmosis inversa. Una elevada presión de alimentación trae consigo un elevado consumo de energía, como se estableció en la sección 1.2.1, la producción de permeado es directamente proporcional a la presión neta aplicada.

No hay una relación mínima para el consumo específico de energía ya que este consumo es casi lineal con el incremento de la presión de entrada.

Tabla 1.2 Valores reportados por la planta de desalación de Gran Canaria.

Presión del agua de alimentación [bar]	Consumo específico de energía [kWh/m³]	Permeado [l/h]	Salinidad [ppm]
48	16.3	124	450
63	15	155	330

La tabla anterior muestra los valores reportados en la planta de desalación de 800 [l/día] de Gran Canaria, en ella se puede ver claramente la conveniencia de operar a máxima capacidad durante las horas de mayor insolación, obteniéndose un permeado de mayor calidad y a un menor consumo específico de energía. (Herold, D. 2000)

El uso de mecanismos recuperadores de energía en plantas pequeñas conlleva un gran ahorro, se han reportado consumos de 3 [kWh/m³] para una planta de 2.6 [m³/día], cifra que resulta ser sumamente atractiva dado que sistemas de igual capacidad pero sin un mecanismo recuperador de energía, varían su consumo entre 10 y 20 [kWh/m³]. (Mohamed, E. Et al., 2005)

1.2.6 Mecanismo recuperador de energía

La utilización de un sistema recuperador de energía en una planta de ósmosis inversa implica un gran ahorro, algunos fabricantes hablan de hasta el 75 %. Los mecanismos para recuperar energía de un flujo a presión son muy variados. En las plantas de ósmosis inversa de pequeña escala los sistemas reciprocantes han demostrado tener las mejores eficiencias, al menor costo de fabricación. (Thomson, A. 2003)

El funcionamiento básico de un mecanismo recuperador de energía recíprocante se muestra en la figura 1.8, ahí se puede ver el esquema básico de una bomba Clark, donde el truco para recuperar energía está en el abrir y cerrar de las válvulas que dejan pasar la salmuera a las distintas cámaras en el momento adecuado, para transmitir la presión al flujo que va hacia los módulos de ósmosis inversa, como es de suponerse esta presión sería menor a la que originalmente tenía la salmuera, así que para alcanzar la presión adecuada a la alimentación de la ósmosis inversa se compensa con la presión de la bomba de alimentación.

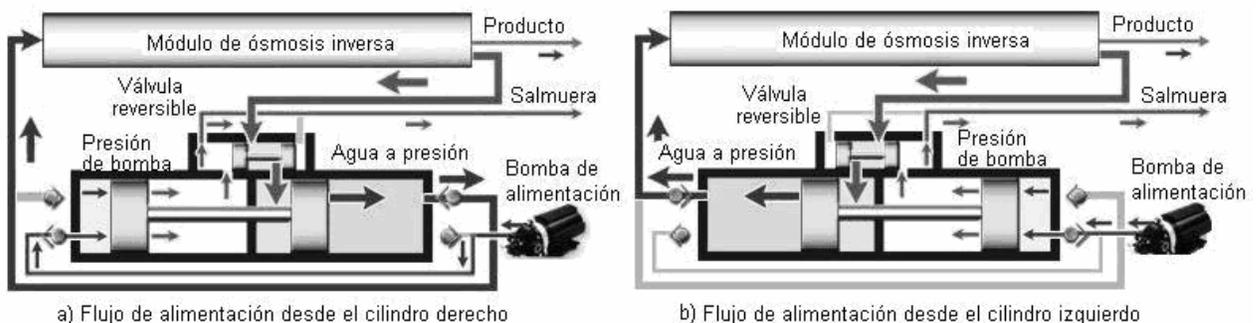


Figura 1.8 Diagrama de flujos de un recuperador de energía tipo bomba Clark (www.sciperio.com).

1.2.7 Pérdidas en un sistema de desalinización de ósmosis inversa

Causas de reducción en la calidad del permeado

- i. Cambios en las características del agua de alimentación durante la operación, refiriéndose a variaciones excepcionales en la composición del agua que podrían afectar los requerimientos de presión del sistema.
- ii. Un incremento en concentración trae consigo una polarización en la membrana.

Causas en la reducción de la cantidad del permeado

- i. Un cambio en la salinidad del agua de alimentación puede incrementar la presión osmótica y como consecuencia la disminución del flujo a través de la membrana.
- ii. El ensuciamiento de la membrana o la compactación de la misma disminuyen el flujo del permeado.
- iii. Un incremento en el índice de ensuciamiento (SDI), puede ocasionar fallas o bloqueo en el sistema de filtrado fino causando un bloqueo en la membrana.

Al incrementarse el total de sólidos disueltos (TDS) debe incrementarse la presión para contrarrestar la disminución en la capacidad de la membrana de rechazar sales, un incremento en el TDS en la entrada incrementará los requerimientos de presión en aproximadamente 6.89 kPa (1 psi) por 100 ppm. El paso de sales a través de la membrana es independiente del flujo de permeado a través de ésta, así una reducción en la presión de entrada traería una reducción en el volumen de permeado que disuelve las sales que atraviesan la membrana.

Causas de pérdidas de flujo

- i. Un sistema de almacenamiento inapropiado puede producir una película orgánica que trae graves problemas.
- ii. Incrementos en la caída de presión pueden significar contaminación en el camino de la alimentación o pueden estar ocurriendo restricciones al flujo sobre la superficie de la membrana.

El monitoreo de las caídas de presión a lo largo de las distintas etapas del sistema puede ser una herramienta para determinar si el ensuciamiento está en el límite en una determinada sección del sistema, con lo que se puede identificar el potencial de contaminación global del sistema. (EL-Zanati, E. 2004)

1.3 Aprovechamiento del recurso solar

En el aprovechamiento de la energía solar para la generación de energía eléctrica se encuentran básicamente dos métodos.

El primer método utiliza el efecto fotoeléctrico para realizar la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica.

El segundo método consiste en aprovechar la radiación proveniente del sol para calentar un fluido de trabajo que opere bajo un ciclo termodinámico a partir del cual se genera la energía eléctrica, este tipo de conversión recibe el nombre de conversión indirecta.

1.3.1 Conversión directa

La conversión del recurso solar en energía eléctrica de forma directa, está regida en el ámbito mundial por el uso de tecnologías fotovoltaicas. En estos sistemas la unidad mínima de generación disponible comercialmente se conoce como panel fotovoltaico y se pueden encontrar desde 5 W hasta 200 W, estos módulos utilizan el efecto fotoeléctrico para transformar la energía y son conectados en arreglos en serie o paralelo para satisfacer la demanda energética de la aplicación.

La selección de un sistema de conversión directa sobre un sistema de conversión indirecta, depende básicamente de las escalas de generación que se pretenden; los sistemas fotovoltaicos suelen ser más rentables para cubrir pequeños consumos, en los cuales la inversión inicial puede ser cubierta por un usuario doméstico y en general se dispone de áreas limitadas para la captación.

Los sistemas de conversión directa son relativamente fáciles de instalar y operar, lo que les confiere una gran ventaja sobre los sistemas fototérmicos pues una vez instalado el sistema está libre de mantenimiento y sólo requiere de una limpieza de los paneles para asegurar una buena captación de radiación, sin que exista la necesidad de un operador que regule el sistema.

1.3.2 Conversión indirecta

La generación de energía eléctrica en una planta termosolar conlleva inherentemente una transformación de energías, que además está regida por variaciones predecibles e impredecibles como lo es el clima. En cualquier caso los sistemas necesitan tener un almacenamiento de energía que les permita contrarrestar las variaciones climáticas para tener un funcionamiento estable.

Los sistemas de conversión indirecta tienen una gran ventaja ya que el costo del almacenamiento de energía es relativamente más barato que para los sistemas de conversión directa.

La opción de un almacenamiento térmico durante las horas de baja demanda para contrarrestar las intermitencias del clima, es una opción viable en este tipo de plantas pues les permite extender su tiempo de operación sin la necesidad de quemar combustibles fósiles (Hale, M. 2000).

El principal problema de este tipo de sistemas para su aplicación a pequeña escala, inferiores a 5 kW, se encuentra en las grandes áreas de captación y las unidades que transforman la energía del fluido de trabajo en electricidad pues aunque desde hace muchos años se han desarrollado turbinas y motores de vapor, estos son ineficientes a pequeña escala. En los motores la ineficiencia se debe a las grandes pérdidas debidas a la fricción y en las turbinas la baja eficiencia es debida al hecho de manejar expansiones simples dados los bajos volúmenes de vapor. Otro grave problema es que la industria de equipos para generación eléctrica se han desarrollado a gran escala, así es que si se desea una planta pequeña se encuentran menos variedad de equipos y proveedores, teniendo que mandar a hacer componentes especiales lo que incrementa el costo total de la planta.

1.3.3 Medición del recurso solar

Para caracterizar la cantidad de energía contenida en la radiación solar se puede hablar del valor instantáneo que tiene esta radiación o de la energía que llega en un cierto periodo de tiempo. El valor instantáneo es la energía que llega por cada unidad de tiempo y por cada unidad de área, se conoce como irradiancia y comúnmente se representa con el símbolo G . Las unidades de irradiancia son Watt sobre metro cuadrado [W/m^2].

El valor de la energía que llega durante un período de tiempo por cada unidad de área se conoce como irradiación y se denota por I . Si el período de tiempo corresponde a un día esta cantidad se denomina a veces insolación y su símbolo es H .

Las dos unidades que se usan comúnmente para H e I son Mega Joules sobre metro cuadrado [MJ/m^2] y kilo-watt hora sobre metro cuadrado [kWh/m^2]. A estas últimas unidades también se les suele denominar horas pico.

El factor de conversión entre diferentes unidades es $1 [\text{kW-h}/\text{m}^2] = 3.6 [\text{MJ}/\text{m}^2]$ ó $1[\text{MJ}/\text{m}^2] = 0.278 [\text{kW-h}/\text{m}^2]$. (Arancibia, C. 2007)

Para el desarrollo de esta tesis los datos de irradiancia solar fueron tomados de un piranómetro de banda rotatoria, sin embargo para una referencia de diseño se puede encontrar en la literatura datos estadísticos confiables de irradiancia sobre el territorio nacional.

Otro método para la evaluación de irradiancia es el procesamiento de las imágenes por medio de satélites estacionarios. Actualmente, con esta tecnología es posible lograr resoluciones de 10 a 40 km, pero pueden obtenerse en ciertos casos, principalmente en días claros, resoluciones en el intervalo de 1 a 5 km. (Estrada, V. 2005)

1.4 Tecnología fotovoltaica

El efecto fotoeléctrico fue observado por primera vez por Becquerel en 1839 cuando observó que se producía una corriente eléctrica al exponer electrodos de plata a radiación en un electrolito. El efecto fue descrito a mayor detalle por Adams y Day en 1877, estos observaron que al exponer electrodos de selenio a la radiación producían una diferencia de potencial eléctrico.

No fue sino hasta 1945 que Chapin desarrolló la primera celda solar en los laboratorios Bell en Estados Unidos con una eficiencia del 6%, en estos primeros años las celdas fotovoltaicas sólo se empleaban en aplicaciones muy específicas como la alimentación de satélites en la industria espacial, fue hasta 1973 que empezaron a darse aplicaciones sobre la superficie terrestre gracias a la reducción de los costos de ésta tecnología, algunos de los desarrollos que contribuyeron al esparcimiento de esta forma de generación fueron:

El desarrollo de la tecnología para la producción de silicio policristalino que es mucho más barato que el silicio monocristalino, trayendo sólo una leve reducción de la eficiencia. El desarrollo de materiales laminares que eliminan el costo de los procesos de crecimiento de grano y el proceso de fabricación de obleas. El desarrollo de procesos tecnológicos de bajo costo para la fabricación de módulos fotovoltaicos (Goetzberger, A. 2004).

1.4.1 Celdas y módulos fotovoltaicos

Según la teoría cuántica un electrón puede poseer únicamente determinados valores de energía. En un sólido de estructura cristalina las órbitas de los electrones de los diferentes átomos se entrelazan parcialmente e interaccionan entre si de tal forma que los niveles de energía permitidos se convierten en bandas de energía conocidas como banda de valencia, banda de conducción y banda prohibida. Las dos primeras bandas son estados energéticos del electrón, cuando un electrón está en la banda de valencia éste no se puede mover libremente por el material ya que ésta sería su posición estable, pero cuando un electrón es excitado puede pasar a la banda de conducción, que es un nivel energético vacío donde el electrón se puede mover libremente. La banda prohibida no es propiamente un estado energético más bien es una energía de activación que el electrón requiere para pasar de la banda de valencia a la banda de conducción.

En los metales las bandas de conducción y de valencia están parcialmente unidas, es decir, no existe una banda prohibida, esto es lo que les da su conductividad eléctrica. En los materiales aislantes las bandas de valencia y de conducción están muy separadas, es decir, la banda prohibida es muy grande. Mientras que en los materiales semiconductores las bandas de valencia y prohibidas sí están separadas por una banda prohibida pero ésta última es lo suficientemente pequeña para que al excitar un electrón con, por ejemplo, fotones provenientes de la radiación solar, éste pueda pasar a la banda de conducción (Goetzberger, A. 2004).

Es por este efecto que la materia base de las celdas fotovoltaicas son los materiales semiconductores, estos materiales también son utilizados en otros dispositivos como los diodos, transistores y circuitos integrados.

Las celdas fotovoltaicas más comunes que se pueden encontrar en módulos comerciales son las de silicio policristalino. Aunque también se han desarrollado celdas de alta eficiencia de silicio monocristalino y arseniuro de galio para aplicaciones especializadas, celdas de silicio amorfo, más económicas, pero considerablemente menos eficientes y celdas de capa delgada de diferentes compuestos como el telurio y el cadmio que prometen eficiencia y bajo costo pero aun no están totalmente desarrolladas. En las celdas fotovoltaicas, al incidir la radiación solar sobre éstas, la energía cinética del electrón alcanza el valor correspondiente a la energía de activación, aproximadamente 1.12 eV para el Si, y el electrón abandona su estado en la banda de valencia pasando a ocupar un lugar en la banda de conducción. Al aplicar una diferencia de potencial en los extremos del semiconductor, el electrón se desplaza en sentido contrario al campo eléctrico generando una corriente.

El silicio se obtiene principalmente de la sílice (óxido de silicio) del que se extrae el silicio de grado metalúrgico 98 al 99 % de pureza, luego se purifica hasta un 99.9999999 %, este silicio de grado electrónico, se funde con impurezas de boro a una temperatura de 1400 °C para después a partir de una semilla de silicio monocristalino se haga crecer el lingote a razón de 5 cm/h obteniendo material para celdas de entre 14 y 17 % de eficiencia.

Los átomos de boro tienen tres electrones de valencia, y a temperatura ambiente, prácticamente todos los átomos de boro captan un electrón de la banda de valencia y poseen, por tanto, una carga negativa, quedando en dicha banda los huecos correspondientes que actúan como partículas cargadas positivamente, a los conductores con estas características se les denomina conductor tipo p. Posteriormente los lingotes se rebanan en finas obleas de un espesor de 0.3 mm que después se tratan químicamente para restaurar su capa superficial dañada por el corte.

El siguiente paso consiste en la formación de una unión p-n. El funcionamiento de la celda solar se basa en este tipo de unión que no presenta discontinuidad notable en la estructura cristalina del material. En la práctica para obtener este tipo de uniones se introducen las obleas de silicio con impurezas de boro en hornos a temperaturas de entre 800 y 1000 °C en una atmósfera cargada de fósforo. Los átomos de fósforo poseen 5 electrones de valencia, 4 de ellos forman enlaces con el silicio circundante pero, a temperatura ambiente el quinto pasará a la banda de conducción, quedando las impurezas de fósforo ionizadas, con carga positiva. Los electrones en la banda de conducción se pueden mover libremente, así el semiconductor adquiere cierta

conductividad debido a las cargas negativas; a este tipo de semiconductores se le denomina semiconductor de tipo n.

En este punto es razonable preguntar ¿cómo funciona la unión p-n? la respuesta está en el hecho de que al poner en contacto un semiconductor tipo p con uno de tipo n, la movilidad de los electrones en el segundo hace que estos se difundan hacia el primero, dejando atrás una capa positivamente cargada por los átomos donantes.

De forma análoga los huecos se difunden hacia la zona de tipo n dejando una zona cargada negativamente. Próxima a la unión se origina una zona sin prácticamente cargas móviles, un esquema de esta unión se muestra en la figura 1.9. De este modo, suponiendo el cristal aislado, las cargas fijas de los átomos dopantes dan lugar al establecimiento de una diferencia de potencial estático de equilibrio entre ambas regiones, la diferencia de potencias generada es del orden de 0.5 V en el caso del Silicio. Si se conecta un circuito eléctrico exterior, se establece una corriente eléctrica, originada por los electrones que han sido expulsados por el campo eléctrico.

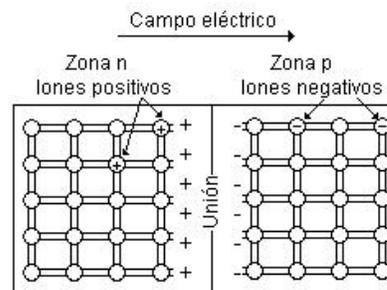


Figura 1.9 Representación esquemática de una unión p-n (Ibáñez, M. 2004)

La celda fotovoltaicas obtenidas por el método descrito anteriormente poseen una superficie altamente reflectante (aproximadamente el 35% de la luz que incide sobre esta es reflejada), por lo que se recubren con materiales antirreflectantes que con lo que se reduce la reflexión a valores del 10% o incluso menores. Para crear la capa antirreflectante se usan distintos métodos como la evaporación al vacío del material reflectante o texturizar la superficie mediante decapado químico, produciendo en ésta una estructura formada por micro pirámides que obliga a que un rayo de luz incidente deba realizar con gran probabilidad un mínimo de dos reflexiones antes de abandonar la superficie combinando ambas técnicas puede producirse una reflexión hasta del 2% (Ibáñez, M. 2004).

Una vez que se ha reducido la reflexión del material para la celda se procede a instalar los contactos para la captación y flujo de electrones. El contacto superior suele ser el más complejo al estar sometido a la exposición de la radiación solar y por tener que conseguir un equilibrio entre la eficiencia de colección de electrones y el sombreado de la superficie activa del material. Consiste en una rejilla que se extiende por toda la superficie, cuyo contacto inferior al no estar expuesto al sol, tiene menos restricciones y habitualmente se fabrican con una capa de aluminio o molibdeno.

El siguiente paso es la fabricación del módulo fotovoltaico, aquí se integran varias celdas comprendidas entre parámetros eléctricos con intervalos muy estrechos para evitar descompensaciones eléctricas en el interior del módulo. La estructura general de un modulo se muestra en la figura 1.10

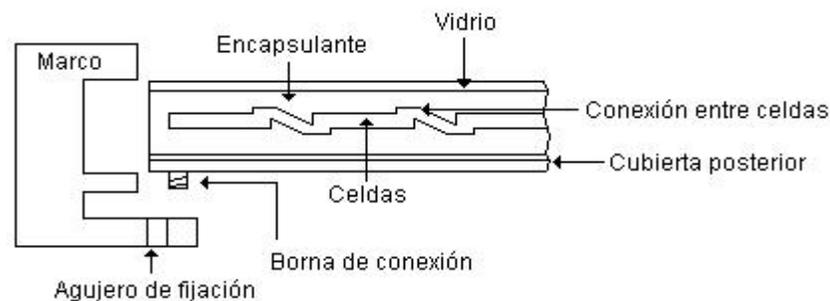


Figura 10. Representación esquemática de los componentes de un módulo fotovoltaico (Ibáñez, M. 2004).

Cubierta exterior (vidrio): Da la protección contra agentes atmosféricos, se utiliza vidrio templado ya que presenta una excelente protección contra impactos a la vez que tiene una excelente transmisión de la radiación del espectro solar. El vidrio utilizado es sumamente liso en el exterior para no retener suciedad, mientras que en su parte interior el contacto con el encapsulante debe ser rugoso a fin de mejorar la adherencia. Recientemente se vienen incorporando oxido de cerio para reducir la transmisión de la radiación ultravioleta y aminorar así la degradación de los materiales encapsulantes.

Encapsulante: Tienen la función de proteger las celdas solares y contactos de interconexión. Los materiales utilizados poseen una excelente transmisión de la radiación solar y un elevado aislamiento eléctrico. El material más ampliamente utilizado es el EVA (etil-vinilo-acetileno) de un grosor típico de 0.46 mm.

Celda: Es la unidad de generación más pequeña en el panel, se colocan varias de éstas en arreglos en serie y paralelo para dar el valor de potencia requerido.

Protección posterior: Sirve para proteger de los agentes atmosféricos, constituyendo una barrera contra la humedad, los materiales más usados son el Tedlar, Tefzel o Mylar (poliéster) suelen tener un color blanco a fin de mejorar la reflexión posterior de la luz que pasa entre los intersticios de las celdas

Marco o soporte: Se fabrica generalmente de aluminio o de acero inoxidable, y confiere rigidez mecánica al conjunto permitiendo su inserción en estructuras que agrupan los módulos para formar la instalación fotovoltaica, los marcos incluyen los orificios necesarios para su anclaje evitando que tengan que ser manipulados posteriormente, pues las vibraciones de dichas manipulaciones pueden poner en peligro la integridad del modulo especialmente la del vidrio.

1.4.2 Características eléctricas de una celda fotovoltaica

Antes de iniciar el análisis cabe mencionar que las definiciones de los parámetros característicos son válidas tanto para una sola celda como para un módulo fotovoltaico.

En una celda solar la corriente generada en el semiconductor es extraída por los contactos en las caras anterior y posterior de la misma, La curva I-V de una celda solar puede obtenerse a partir del circuito equivalente mostrado en la figura 1.11.

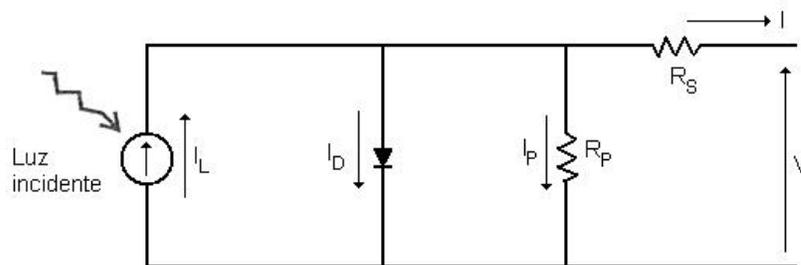


Figura 1.11 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica (Ibáñez, M. 2004).

La estructura de una celda solar es la misma que la de un diodo, es decir en ausencia de iluminación, la corriente que circula a través de la celda, I , coincide con la de un diodo y es debida a la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión, V .

$$I = I_D = I_0(T) \left[\exp\left(\frac{q_E V}{K_B T}\right) - 1 \right] \quad (1.3)$$

En presencia de iluminación, la generación de corriente I_L por la luz se representa por la corriente de un generador en paralelo con un diodo I_a corriente de salida

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q_E V}{K_B T}\right) - 1 \right] \quad (1.4)$$

Donde:

$I_0(T)$: Corriente inversa de saturación del diodo.

q_E : Carga del electrón.

T : Temperatura.

K_B : Constante de Boltzmann.

Se explicarán los parámetros de funcionamiento en términos de un módulo fotovoltaico pues en la práctica es la unidad de generación más pequeña disponible comercialmente, sin olvidar que estos parámetros también son válidos para caracterizar una sola celda.

Al exponer el módulo fotovoltaico a la luz generará una diferencia de potencial V_{CA} (voltaje de circuito abierto) y una corriente I_{CC} (corriente a circuito cerrado) que pueden ser medidos directamente en las terminales del módulo con un multímetro convencional, la magnitud del potencial y la corriente dependen directamente de la radiación y el área de exposición.

Cualquier elemento resistivo R_L (resistencia de carga R_L , cualquier aparato eléctrico) conectado al panel solar definirá un voltaje operacional V_{OP} y una corriente de consumo I_{OP} que dependerá del valor de R_L . Es claro que para cada R_L existirá un voltaje de operación V_{OP} y una corriente de consumo I_{OP} ; lo que significa parejas de valores (V, I) cuyo producto es la potencia de operación del elemento resistivo. (Sánchez-Juárez, 2003)

De graficar los valores de V_{OP} y I_{OP} para distintos valores de R_L a un determinado nivel de irradiancia, se obtiene la curva característica del panel; los fabricantes proporcionan estas gráficas para distintos valores de irradiancia en condiciones estándar, en la figura 1.12 se muestra la gráfica de un módulo comercial de 125 W de la marca Kyocera.

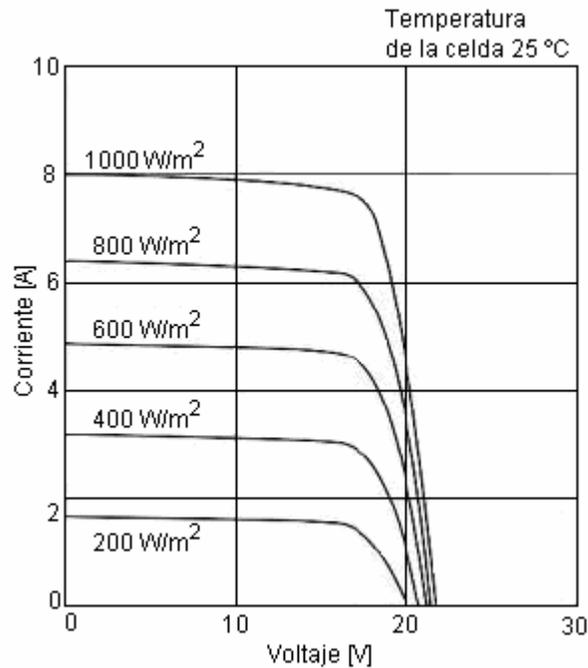


Figura 1.12 Curvas I-V de un módulo fotovoltaico de la marca Kyocera modelo KC125 (www.kyocerasolar.com)

La mayoría de los fabricantes especifican las características de sus módulos con base en los parámetros de la tabla 1.3.

Tabla 1.3 Valores estándar para la especificación de las celdas fotovoltaicas

Irradiancia	1000 kW/m ²
Incidencia de luz	Perpendicular al módulo
Temperatura de la celda	25 °C
Distribución espectral	AM1.5

En la figura 1.12 se puede ver que existe un valor de carga para el cual el área bajo la curva es máxima, que será la máxima potencia entregada por el panel fotovoltaico y define la diferencia de potencial máxima V_M y la corriente máxima I_M .

a) El factor de forma FF

El rectángulo que da la potencia máxima es de área más pequeña que la correspondiente al producto I_{CA} por V_{CC} , estos productos definen el factor de forma:

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{CC} I_{CA}} \quad (1.5)$$

b) Efecto de la irradiancia

En la práctica las celdas solares no operan bajo las condiciones de certificación que dan los fabricantes.

Los dos parámetros de mayor influencia sobre la curva I-V son la irradiancia y la temperatura, la corriente generada a partir de la radiación luminosa es proporcional a la irradiancia, ante un determinado aumento de la disminución porcentual de la misma, la intensidad se ve modificada con un cambio porcentual en el mismo sentido como se ve en la figura 1.12

La tensión en circuito abierto no experimenta grandes variaciones al modificarse las condiciones de radiación solar, en consecuencia la potencia generada es casi proporcional a la irradiancia.

c) Efecto de la temperatura

Al aumentar la temperatura la tensión del circuito abierto de las celdas disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado, para el caso del silicio esta disminución es de 2.3 mV reduciendo la eficiencia de la celda en el orden de 0.4 a 0.5% por cada °C.

La intensidad de corriente en cortocircuito, en cambio, permanece prácticamente constante, en realidad aumenta ligeramente al hacerlo la temperatura pero de forma c así despreciable.

El efecto de la temperatura en una celda fotovoltaica se muestra gráficamente en la figura 1.13.

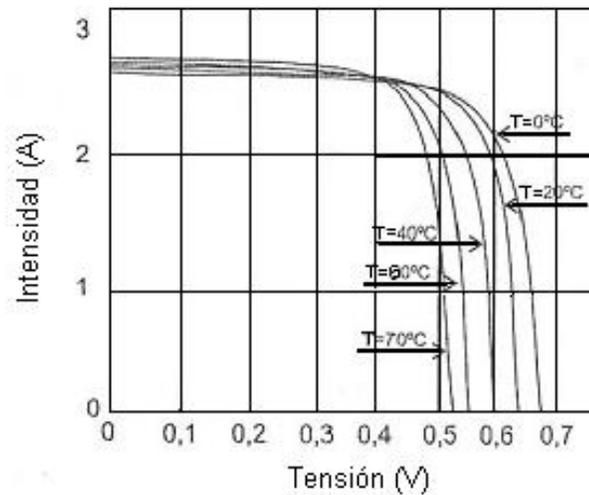


Figura 1.13 Efecto de la temperatura en una celda fotovoltaica (Ibáñez, M. 2004).

1.4.3 Instalaciones fotovoltaicas

La potencia de los módulos varía dentro de un amplio intervalo existiendo en el mercado módulos comprendidos entre 5 y 200 W_p sin embargo un gran número de aplicaciones requieren potencias mayores, por lo que se hace necesario conectar un determinado número de módulos para satisfacer las necesidades de la instalación.

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden dividir en dos grandes ramas como instalaciones separadas de la red eléctrica que son sistemas para pequeños consumos, situados en el mismo lugar. Las aplicaciones más comunes de este tipo de plantas están en:

- i. Sistemas de desalinización
- ii. Estaciones repetidoras de microondas y de radio
- iii. Electrificación de pueblos en áreas remotas
- iv. Instalaciones médicas en áreas rurales
- v. Corriente eléctrica para casas de campo
- vi. Sistemas de comunicaciones de emergencia
- vii. Bombeo para sistemas de riego, agua potable en áreas rurales y abrevaderos para el ganado

Las instalaciones acopladas a la red eléctrica son aquellas en las que la fracción o la totalidad de la energía producida se entregan a la red eléctrica. Una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica tiene menos componentes que una instalación autónoma, debido generalmente a que no se requiere de un sistema de almacenamiento de energía. Dentro de estas existen las centrales fotovoltaicas, en las que toda la energía producida se inyecta a la red eléctrica. Sistemas integrados en edificios donde la energía producida satisface una parte de la demanda eléctrica en las horas de gran consumo y la energía sobrante en las horas de menor consumo se vende a la red eléctrica. Por la noche o siempre que la demanda de energía sea menor a la demanda de electricidad, la red eléctrica suministra la diferencia. En todos los casos, deben instalarse, al menos, dos controladores uno de exportación y uno de importación, para contabilizar la energía vendida y la energía comprada a la red.

a) Orientación de los paneles fotovoltaicos

Determinar la orientación óptima de los paneles es un asunto sumamente importante en la instalación de un sistema fotovoltaico.

Como se explicó anteriormente la capacidad de generación de potencia de un panel fotovoltaico depende directamente de la cantidad de irradiancia que éste recibe, así lo más óptimo será siempre tener el panel orientado hacia el sol, esto se puede lograr mediante el uso de sistemas de seguimiento automáticos, estos sistemas de seguimiento representan un inconveniente económico hablando de instalaciones de generación pequeñas en las que generalmente se desea un bajo costo.

Se han desarrollado modelos muy útiles para evaluar los intervalos de operación de un sistema de seguimiento ya que dependiendo del espacio disponible para la instalación se podrá seguir al Sol en un cierto intervalo de tiempo a través del día, pero además este intervalo variará al correr del año así se puede montar un sistema de seguimiento que funcione durante los meses que se proyecta menos sombra y se apague durante los meses que se prolongan más las sombras, maximizando el área requerida para la instalación y aumentando la eficiencia de ésta.

La posición de los paneles de forma que no proyecten sombra unos sobre otros y siempre reciban los rayos del sol en forma perpendicular (figura 1.14), se puede determinar por medio de las ecuaciones 1.6 y 1.7 (Manrique, J. 1984)

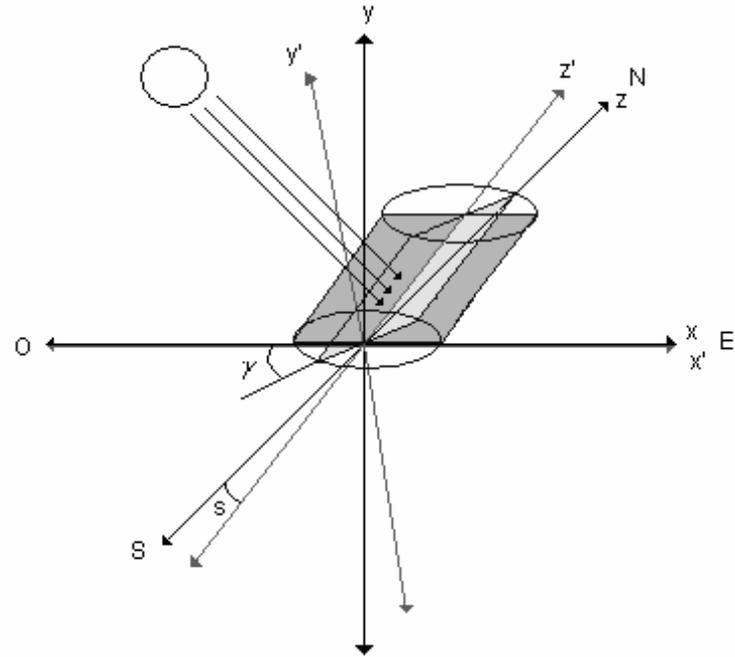


Figura 1.14 Orientación de los módulos fotovoltaicos

$$z = \frac{L}{\cos(s)} \quad (1.6)$$

$$x = \frac{h}{2 \cdot \cos(\gamma)} \quad (1.7)$$

Los valores requeridos se calculan por medio de las siguientes ecuaciones:

$$s = \phi + \delta \quad (1.8)$$

$$\delta = 23.45 \cdot \text{sen}\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1.9)$$

$$\gamma = \text{angsen}\left(\frac{\cos \delta \cdot \text{sen} \omega}{\cos \alpha}\right) \quad (1.10)$$

$$\alpha = \text{angsen}(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \text{sen} \phi \cdot \text{sen} \delta) \quad (1.11)$$

Donde:

z : Separación de los paneles en la dirección N-S

x : Separación de los paneles en la dirección E-W

L : Largo del panel

h : Ancho del panel

n : Día del año en el calendario juliano

s : Ángulo de elevación del panel medido respecto a la horizontal N-S

γ : Ángulo acimutal medido respecto a la dirección E-W

δ : Declinación solar

ϕ : Latitud del lugar

α : Altura solar.

ω : Angulo horario, cero al medio día y adquiere un valor de 15 [°] de longitud por cada hora, siendo positivo en las mañanas y negativo en las tardes.

Cabe mencionar que hay una diferencia ente el sur magnético y el sur solar o geográfico. Dado que la ubicación del norte geográfico y el norte magnético no coinciden en un mismo punto, la ubicación de este sur solar en un determinado punto se puede hacer empleando una brújula magnética común y el conocimiento de la declinación magnética del lugar. La declinación magnética es la diferencia (en ángulo) que existe entre el norte magnético y el norte geográfico.

b) Cableado

Uno de los problemas que ocasionan grandes pérdidas de energía y fallas en las “cargas eléctricas” es la mala selección de los calibres para los conductores que se usan en instalaciones eléctricas. Este fenómeno se observa de una manera más recurrente en sistemas fotovoltaicos con voltajes nominales menores de 48 [V], donde una caída de voltaje de unos cuantos volts puede significar un porcentaje considerable que puede ocasionar el mal funcionamiento del sistema. Siempre que circule una corriente eléctrica por un alambre habrá una caída de voltaje, proporcional al valor de la resistencia y la corriente que circula por el mismo. De aquí que es de vital importancia seleccionar el tipo optimo de interconexión.

Para calcular la caída de voltaje en un cableado se utiliza la conocida ley de Ohm

$$V = R \cdot I \quad (1.12)$$

Donde la resistencia de un cable esta dada por la relación siguiente

$$R = \rho \cdot L_c \cdot A_c \quad (1.13)$$

Donde:

R : Resistencia del cable [Ω]

ρ : Resistividad [Ωm]

L_c : Longitud del cable [m]

A_c : Área de la sección transversal del cable [m^2]

Los valores de resistividad para conductores se pueden encontrar fácilmente en la literatura, debido a que la resistividad del cobre es pequeña ($\rho = 1.7241 \times 10^{-8} \Omega\text{m}$) los valores de resistividad suelen estar dados en unidades de Ωkm .

La clasificación por medio de los diámetros o por medio de la sección transversal se hace siguiendo las especificaciones de la AWG (American Wire Gauge), esta clasificación esta dada de tal modo que un cable de designación 14 es más delgado que uno de designación 8.

Para la selección correcta del cableado una de las principales referencias en diseño es la ampacidad que es la cantidad de corriente máxima que puede llevar un conductor a una temperatura dada para evitar que el aislante se reblandezca.

Los cables que se usan para la interconexión de la planta deben satisfacer los requerimientos que se indican en normas como la NOM-001-SEDE-1999 y NEC-USA que son de carácter obligatorio.

Las especificaciones que se manejan actualmente en sistemas fotovoltaicos son las siguientes:

Conexión entre los módulos:

- i. Sin ductos: Pueden ser cables monoconductores resistentes a la luz solar con aislante de 90 °C en lugares mojados.
- ii. En ductos: Cables monoconductores o policonductores con aislante de 90 °C para lugares mojados.

Conexión arreglo FV-interruptor de seguridad/acondicionador de energía: En ductos: Cables monoconductores o policonductores con aislante de 90 °C

Conexión entre acondicionador de energía/sistema bomba motor: Si la bomba es sumergible, el cable debe ser especificado como tal si no lo es el cableado debe estar en ductos aplicando cables monoconductores o policonductores con aislante de 90 °C

1.4.4 Capacitores

Un capacitor es un dispositivo eléctrico formado por dos conductores, generalmente en forma de placas o láminas, separados por un material dieléctrico o por el vacío. El capacitor almacena energía en forma de campo eléctrico cuando aumenta la diferencia de potencial en sus terminales, devolviéndola cuando ésta disminuye, el esquema del principio de funcionamiento de un capacitor se muestra en la figura 1.15

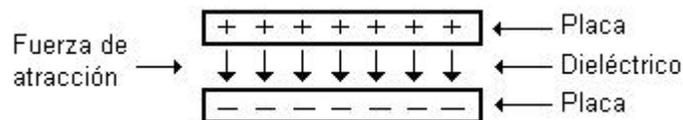


Figura 1.15 Esquema básico del principio de funcionamiento de un capacitor.

A esta propiedad de almacenamiento de carga se le denomina capacitancia y se mide en Faradios [F], la cual esta definida de la siguiente forma:

$$C = \frac{Q}{V} \quad (1.14)$$

La energía acumulada en un capacitor esta dada por:

$$E_C = \int_0^Q \frac{q}{C} dq = \frac{1}{2} \frac{Q^2}{C} = \frac{1}{2} C V_C^2 \quad (1.15)$$

Donde:

C : Capacitancia, [F]

Q : Carga eléctrica del capacitor, [C]

V_C : Diferencia de potencial entre las terminales del capacitor, [V]

E_C : Energía almacenada por el capacitor, [J]

CONEXIÓN DE CAPACITORES

Los capacitores pueden asociarse en serie o en paralelo y representarse como un solo capacitor con una capacitancia equivalente, la figura 1.16 muestra ambos casos.

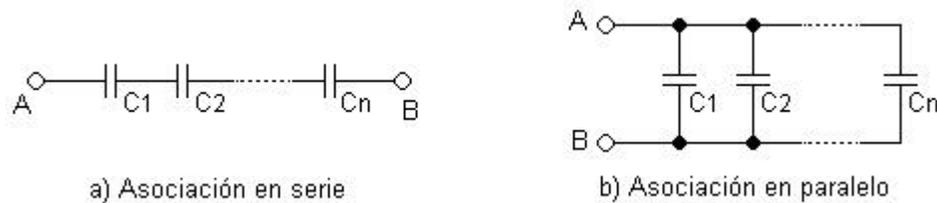


Figura 1.16 Conexión básica entre capacitores.

La capacitancia equivalente en serie esta dada por:

$$\frac{1}{C_{AB}} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \dots + \frac{1}{C_n} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{C_k} \quad (1.16)$$

Y en paralelo esta dada por:

$$C_{AB} = C_1 + C_2 + \dots + C_n = \sum_{k=1}^n C_k \quad (1.17)$$

CAPÍTULO 2

ACOPLAMIENTO DE TECNOLOGÍAS

Los temas de desalación de agua de mar y la utilización de energías renovables, han sido objeto de múltiples investigaciones a nivel mundial en los últimos años, la propuesta de suplir el agua necesaria para el desarrollo de las comunidades apartadas empleando energías renovables, es un gran reto que plantea el uso de dos tecnologías ya probadas que funcionan de forma eficiente por separado, pero que para su acoplamiento en un funcionamiento intermitente requiere de un estudio de las características energéticas durante las condiciones de operación.

2.1 Problemática del agua en México

Ya en nuestros días la escasez de agua en el ámbito mundial representa un gran problema que habrá de incrementarse en las próximas décadas, el acoplamiento de las tecnologías de desalación de agua de mar con energías renovables surge de esta creciente demanda de agua, que desde tiempos antiguos ha sido la base para el desarrollo de los pueblos

En México y en muchas partes del mundo esta escasez de agua coincide con una gran cantidad de insolación, es por eso que los sistemas de baja demanda de energía unitaria, como lo es la ósmosis inversa, cubren perfectamente los requerimientos para ser alimentados con tecnología fotovoltaica que además de tener un creciente desarrollo, es una de las energías más limpias, pues una vez instalado no contamina con gases de invernadero inherentes a todo sistema que utilice combustibles fósiles para su operación, no daña su ambiente inmediato pues es totalmente silencioso y al estar diseñado para operar expuesto al ambiente reduce el mantenimiento y los costos de operación.

México cuenta con una superficie de 1 964 375 km² y 11 122 km de costa, el territorio mexicano está ubicado a la altura del trópico de Cáncer y sus condiciones climáticas varían desde la aridez en el norte del territorio, climas calidos húmedos y subhúmedos en el sur-este y climas fríos o templados en las regiones geográficas elevadas. Al norte del país en la frontera con los Estados Unidos de América el territorio es semidesértico con clima árido. Hacia el sur-sureste, por las condiciones climáticas, se encuentran selvas tropicales y zonas pantanosas al norte del estado de tabasco.

En los ríos del país escurren 396 km³ de agua anualmente, aproximadamente el 39 % del escurrimiento se presenta en 39 ríos, cuyas cuencas ocupan el 58 % de la extensión territorial continental del país.

La importancia del agua subterránea queda de manifiesto derivado de que el 64 % del volumen para abastecimiento publico, el 33 % del que se destina al uso agropecuario y el 24 % del que se utiliza en la industria autoabastecida, tienen ese origen.

Los retos que se presentan en torno al agua en México tienen su origen en factores como:

- i. Una demanda que crece exponencialmente, derivado del crecimiento poblacional y el mayor desarrollo económico.
- ii. La desigual distribución del agua en el tiempo y en el espacio.
- iii. Una disponibilidad real menor, motivada por la contaminación del agua.
- iv. Un uso ineficiente del agua en diferentes sectores usuarios.

Con respecto a la población en las ultimas 5 décadas prácticamente se cuadruplicó, pasamos de ser 25.8 millones de habitantes en 1950 a 97.4 millones en el 2000. Esto impacta, desde luego, en la demanda de agua para consumo humano y quizás en mayor proporción, en la demanda de agua para el uso agrícola e industrial.

Las estimaciones al año 2030 indican que la población crecerá en 84 % con respecto a la actual, de ésta el 50 % esta concentrada en 31 ciudades con más de 500 mil habitantes. Por otra parte la desigual distribución del agua en el tiempo y el espacio representan, por si mismas un reto para el aprovechamiento sostenible del recurso.

En el ámbito nacional, el 77 % de la precipitación se presenta entre junio y octubre. Este reto se complica aun más cuando, paradójicamente, la población, la actividad económica y las mayores tasas de crecimiento se concentran en el centro y norte de México, donde la disponibilidad natural del agua es menor. En esas zonas donde sólo se tienen la tercera parte de la disponibilidad natural, se asientan tres cuartas partes de la población y se genera del orden del 85 % del producto interno bruto.

En contraste, en la zona del sur de México, donde se presentan dos terceras partes del escurrimiento. Se asienta solo la cuarta parte de la población y se genera solo el 15 % del PIB. El contraste entre el desarrollo y la disponibilidad del agua se muestra en la figura 2.1. (CNA, 2006)

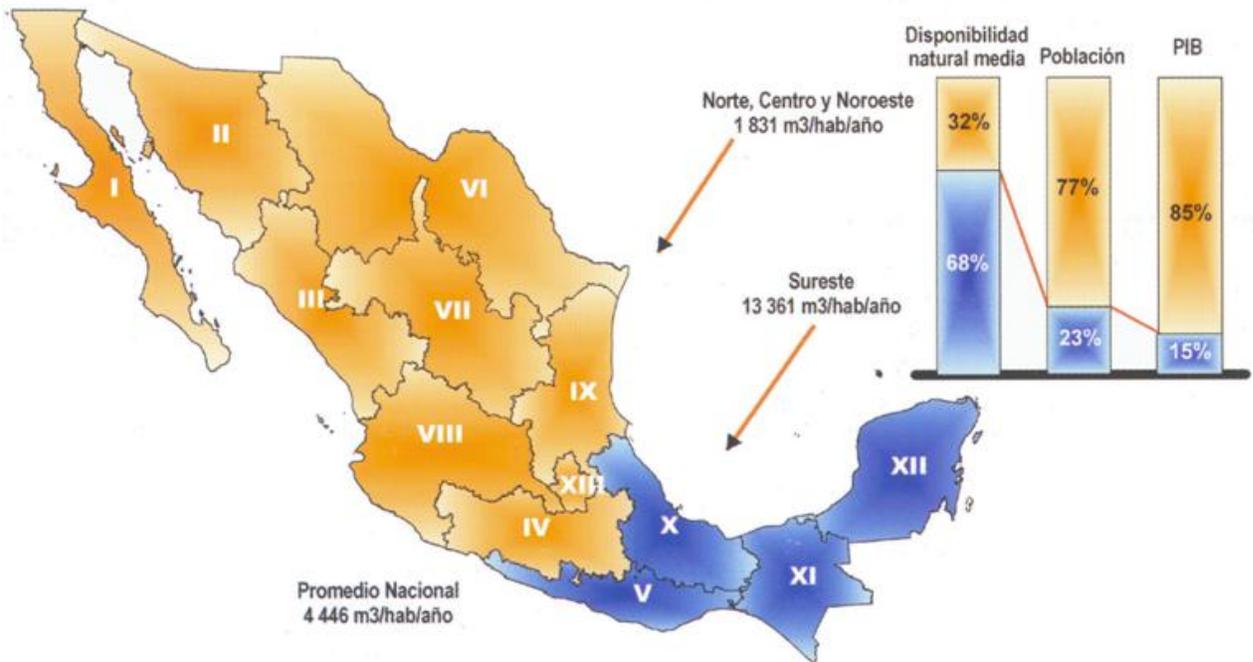


Figura 2.1 Contraste entre desarrollo y disponibilidad del agua (CNA, 2006)

2.2 Propuesta de solución

Como solución al problema del agua en zonas de alta insolación, se propone la desalación de agua de mar, acoplando la tecnología por ósmosis inversa a una fuente de energía renovable que funcione de manera óptima lejos de la red eléctrica y con bajo mantenimiento, la energía solar fotovoltaica.

Como innovación a sistemas existentes de desalación por ósmosis inversa se propone la operación intermitente, dejando atrás el uso de bancos de baterías para el almacenamiento de energía, dado que su uso para mantener operando los sistemas solares durante las horas de poca insolación resulta costoso.

Sin embargo los motores eléctricos empleados para el bombeo requieren de un pico de corriente durante el arranque, estos picos de corriente no pueden ser cubiertos por el arreglo fotovoltaico ya que el tamaño sería excesivo a los requerimientos de la planta de ósmosis inversa ocasionando un gran desperdicio de energía en horas de alta insolación. El uso de un capacitor o un banco de capacitores como alternativa al arranque de los motores, además de proveer la energía necesaria para estabilizar el funcionamiento del sistema de ósmosis durante ligeras variaciones climáticas.

A diferencia de las baterías convencionales que proporcionan una cierta corriente y voltaje de descarga el capacitor puede ceder toda su energía de golpe sin sufrir un gran daño, además en general los capacitores tienen periodos de vida mucho más largos que los de una batería electrolítica común, pero esta durabilidad al igual que en las baterías está regida por las velocidades de carga y descarga.

El sistema de desalación propuesto se muestra en la figura 2.2, se puede ver que los paneles fotovoltaicos funcionan como la fuente de energía de la planta proporcionando la electricidad para el funcionamiento de la parte eléctrica del sistema (los motores de las bombas) y los sistemas de electrónicos, como son el seguidor de punto de máxima potencia (control), el inversor de corriente, y la carga del capacitor además del sistema de control de la planta.

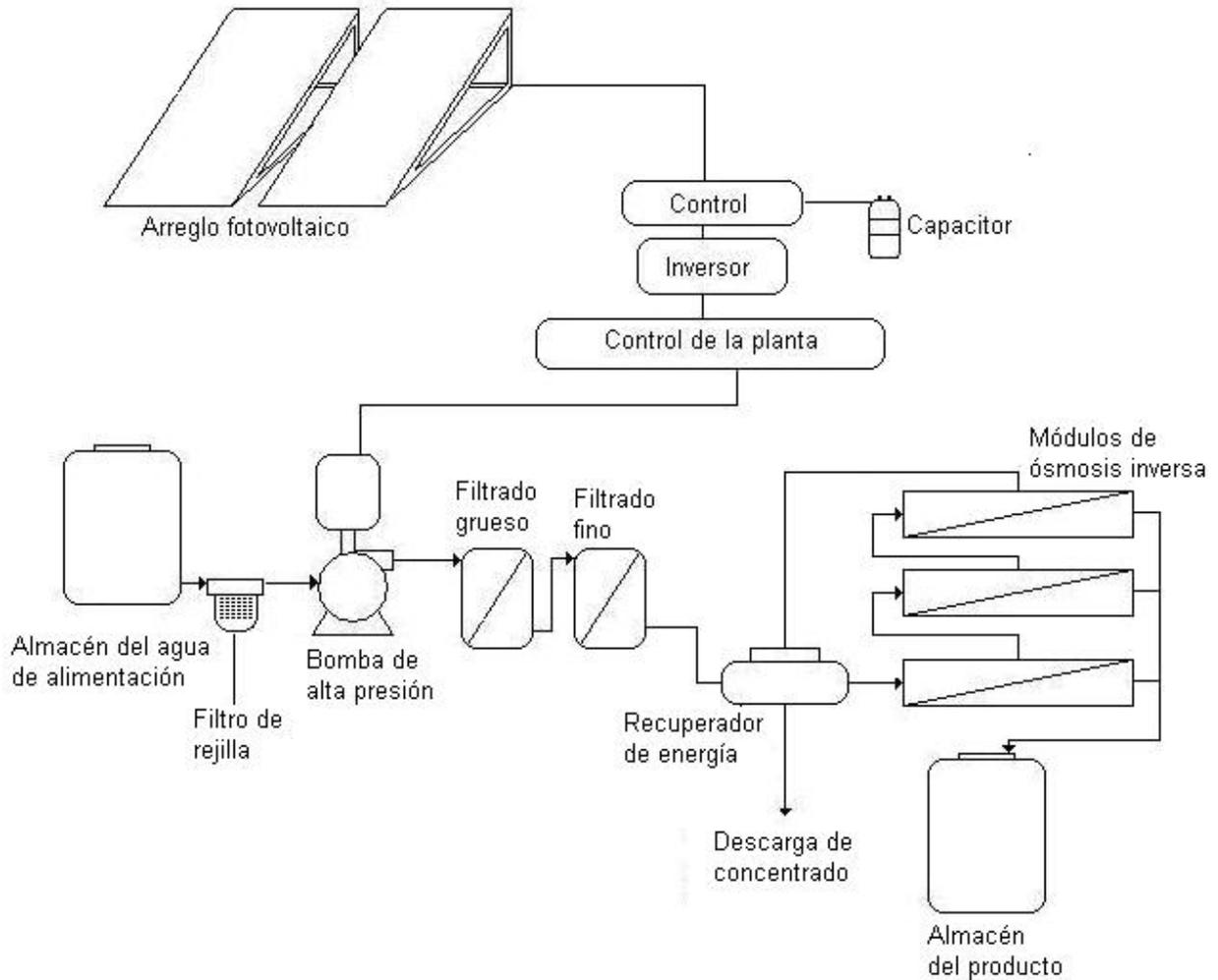


Figura 2.2 Esquema del sistema de desalación propuesto

La parte mecánica del ciclo comienza en el almacén de agua de alimentación, donde se encuentra el agua salada que pasa por un filtro de rejilla antes de entrar a la bomba de alta presión que hace circular ésta agua a través de los filtros finos y gruesos que eliminan los materiales que pudieran atacar a las membranas o reducir la eficiencia de las mismas, una vez que atraviesa el proceso de filtrado se envía al recuperador de energía donde se incrementa aún más la presión por efecto de recuperar la energía en la salmuera y entonces se envía el flujo de agua a tratar al arreglo de batidores que contienen a las membranas de ósmosis inversa donde se lleva a cabo el proceso de separación de sal resultando en dos salidas, una de agua potable que va hacia el almacén de producto y otra de salmuera a alta presión que es mandada al mecanismo recuperador de energía antes mencionado.

Bombeo de agua

Como ya se mencionó en el capítulo 1, el problema básico del acoplamiento de las tecnologías solar fotovoltaica y de ósmosis inversa, radica en el bombeo de agua.

Para el estudio de las características de bombeo de agua con energía solar se probó un sistema de bombeo alimentado con energía fotovoltaica, empleando un motor de corriente continua, acoplado con una bomba de diafragma. Se instaló el sistema esquematizado en la figura 2.3

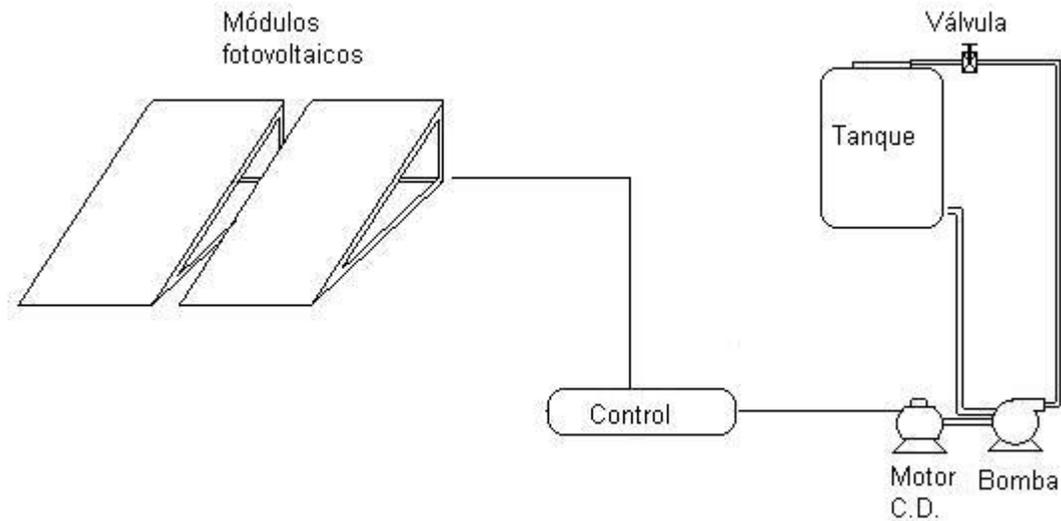


Figura 2.3 Esquema del sistema inicial de prueba de bombeo

En este sistema el arreglo de módulos fotovoltaicos genera la energía eléctrica, con la que se alimenta el motor de la bomba. Toda la energía es administrada por el control que enciende o apaga la bomba dependiendo de los requerimientos energéticos del sistema.

El inversor no es necesario en este arreglo ya que el motor de la bomba es de corriente continua. La energía eléctrica es transformada en energía mecánica por el motor eléctrico cuya flecha de salida está unida a la bomba, que a su vez genera el flujo a través del sistema.

Las variables a registrar en este sistema son la irradiancia, la potencia generada por los paneles y la potencia consumida por la bomba, además de la presión de la bomba.

2.2.1 Estado del arte en sistemas acoplados

Se han publicado diversas investigaciones en el tema de desalación de agua de mar por medio del acoplamiento de ósmosis inversa y generación fotovoltaica, los principales temas en el acoplamiento son el uso de recuperadores de energía, la evaluación económica de los mismos y los procedimientos de funcionamiento de los sistemas.

a) *Murray A. Thomson* en el 2003 presentó el diseño, construcción y evaluación de un sistema de desalación de agua de mar por medio de ósmosis inversa con alimentación fotovoltaica sin almacenamiento de energía, con una producción de agua fresca variable a lo largo del día acorde a la irradiancia disponible. El sistema emplea un recuperador de energía del tipo bomba Clark, el inversor, los motores y las bombas son del tipo comercial.

El sistema de seguimiento del punto de máxima potencia fue diseñado con un algoritmo propuesto y la adquisición de datos se realizó en la base de LabVIEW, la evaluación y el modelado se realizaron bajo la base de MATLAB-Simulink

Las primeras pruebas se realizaron con el modesto recurso solar disponible en el Reino Unido produciendo aproximadamente de 1.5 m³/día de agua fresca. Cerca del ecuador el modelo planteado predice una producción de 3 m³/día a lo largo del año, empleando un arreglo fotovoltaico de 2.4 [kW_p]. Se logró conseguir un consumo específico de energía de menos 4 kW/m³ en un amplio rango de operación

Se estimó el costo de la planta en £ 23,055 incluyendo el arreglo fotovoltaico, todos los costos del agua y todo el mantenimiento de la planta (£ 2.00 por m³)

Con base en estos resultados se demostró que la operación de forma eficiente de plantas de ósmosis inversa de pequeña escala alimentadas con energía fotovoltaica sin almacenamiento de energía es viable. Queda como campo de desarrollo el estudio de sistemas que incorporen distintos equipos y sistemas, en sitios donde el recurso solar sea más generoso.

b) *S. Abadía* en el 2005 presentó un estudio experimental enfocado determinar la factibilidad del desarrollo de unidades de desalación de pequeña escala por medio de ósmosis inversa con alimentación fotovoltaica en Jordania. El sistema que se construyó para las pruebas

experimentales ésta compuesto por filtros de 1 y 5 μm , dos filtros de carbón activado y una membrana de ósmosis inversa de poliamida.

La alimentación eléctrica se da por medio del acoplamiento directo de los paneles fotovoltaicos a un motor de corriente directa que acoplado a una bomba provee la presión necesaria para el funcionamiento del sistema.

Se utilizaron dos arreglos fotovoltaicos con una inclinación de 32° orientados hacia el sur. Con la finalidad de estudiar el efecto del seguimiento del sol en la dirección este-oeste en comparación con una orientación fija.

Se registraron valores de corriente eléctrica y voltaje a la salida de los paneles, se midió la potencia del motor de la bomba, flujo de agua pura, TDS y pH de ambos sistemas.

Se concluyó como viable la opción de instalaciones de pequeña escala en Jordania, además obtuvo hasta el 25% de incremento en la energía en el sistema con seguimiento, traduciéndose esto hasta en un 15% de incremento en el agua fresca recuperada.

c) *Dirk Herold* en el 2000, presentó el sistema instalado en la planta de Gran Canaria, compuesto por un arreglo fotovoltaico de 4800 Wp, membranas de enrollamiento en espiral para agua de mar con una capacidad de producción máxima de $3 \text{ m}^3/\text{día}$ y un banco de baterías de 1240 Ah.

Se compararon tres estrategias de operación de una planta de ósmosis inversa. Operación estática, operación flexible y operación dinámica.

El control estático es un control que mide a las 6:00 a.m. la carga de la batería y determina el tiempo que tardara en arrancar, luego las 12:00 a.m. se mide la carga de la batería y se determina el tiempo de paro de la planta

El control flexible mide la carga del banco de baterías, arrancando al pasar esta de 800 Ah y parándola planta cuando la carga este por debajo de 600 Ah. Además se diseñó una estrategia de paro y arranque a determinadas horas del día para favorecer la carga de las baterías en las

primeras horas de la mañana (antes de las 10 a.m.) y en las últimas horas de la tarde (después de las 5:00 p.m.).

El control dinámico emplea la energía de la batería para estabilizar el funcionamiento de la planta a lo largo del día, mientras que en las horas de mayor insolación aprovecha la energía sobrante para realizar la carga del banco de baterías.

Se determinó que lo más conveniente es operar la planta a su máxima capacidad durante las horas de mayor insolación ya que se obtiene mayor cantidad de producto, con menor salinidad y con un consumo energético más bajo.

d) *La Solar Cube de Spectra.* Gracias a investigaciones como las mencionadas anteriormente se pueden encontrar sistemas comerciales de desalación de agua de mar que acoplan la tecnología de ósmosis inversa con fuentes de energía renovables. Ejemplo de esto son los sistemas *Solar Cube* de *Spectra* figura 2.4 que se anuncian como módulos de purificación y desalación de agua de mar, estos módulos están provistos de una alimentación de energía híbrida que acopla un sistema fotovoltaico con un generador eólico. El sistema está diseñado para operar totalmente fuera de la red eléctrica.



Figura 2.4 Sistema de desalación de agua de mar, Solar Cube SSW 3500, de la marca Spectra © (www.spectrawatermakers.com)

2.2.2 Análisis teórico

a) Selección de la planta de ósmosis inversa

Para realizar el acoplamiento de un sistema de desalación de agua de mar de ósmosis inversa con la generación de energía con tecnología solar fotovoltaica sin empleo de baterías, es necesario definir la cantidad de agua fresca que se desea obtener, dado que de esto dependerán las dimensiones del sistema.

Existe una amplia variedad de sistemas disponibles en el mercado, pero para que el acoplamiento entre éste y la tecnología fotovoltaica resulte eficiente deben cumplirse ciertos requerimientos. Para la selección del sistema comercial con el que se trabajó en esta tesis se siguió el diagrama de la figura 2.5a y 2.5b donde se puede ver que primeramente se tiene que satisfacer la demanda de agua fresca planteada, en este caso es de 1 m³/día (menor a 50 m³/día). Luego en función de la salinidad del agua a tratar (agua de mar), y del tipo de toma (abierta), se selecciona la membrana más adecuada para el tratamiento de agua, resultando en este punto como mejor opción los equipos con membranas de enrollamiento en espiral.

Después de descartar los sistemas diseñados para agua salobre aún queda una gran variedad de equipos cuyo diseño es específico para aplicaciones con agua de mar, pero este diseño específico no es suficiente ya que se emplea una fuente intermitente de energía que además lleva buena parte del costo del proyecto, energía fotovoltaica. Lo anterior exige un uso eficiente de la energía generada, con la restricción de un bajo consumo energético los sistemas disponibles se reducen solo a aquellos que incorporan algún tipo de mecanismo recuperador de energía. El hecho de estar lejos o cerca de la red eléctrica es un factor importante para la selección del tipo de alimentación de la planta en este caso se plantea la opción de probar la conexión y desconexión a la red eléctrica típica de uso doméstico, en trabajos futuros, seleccionando así un sistema de corriente alterna monofásico.

Las restricciones mencionadas anteriormente dan la pauta para la selección técnica del equipo de ósmosis, quedando la restricción económica como factor decisivo para la selección de uno de los equipos que hayan satisfecho los requerimientos técnicos.

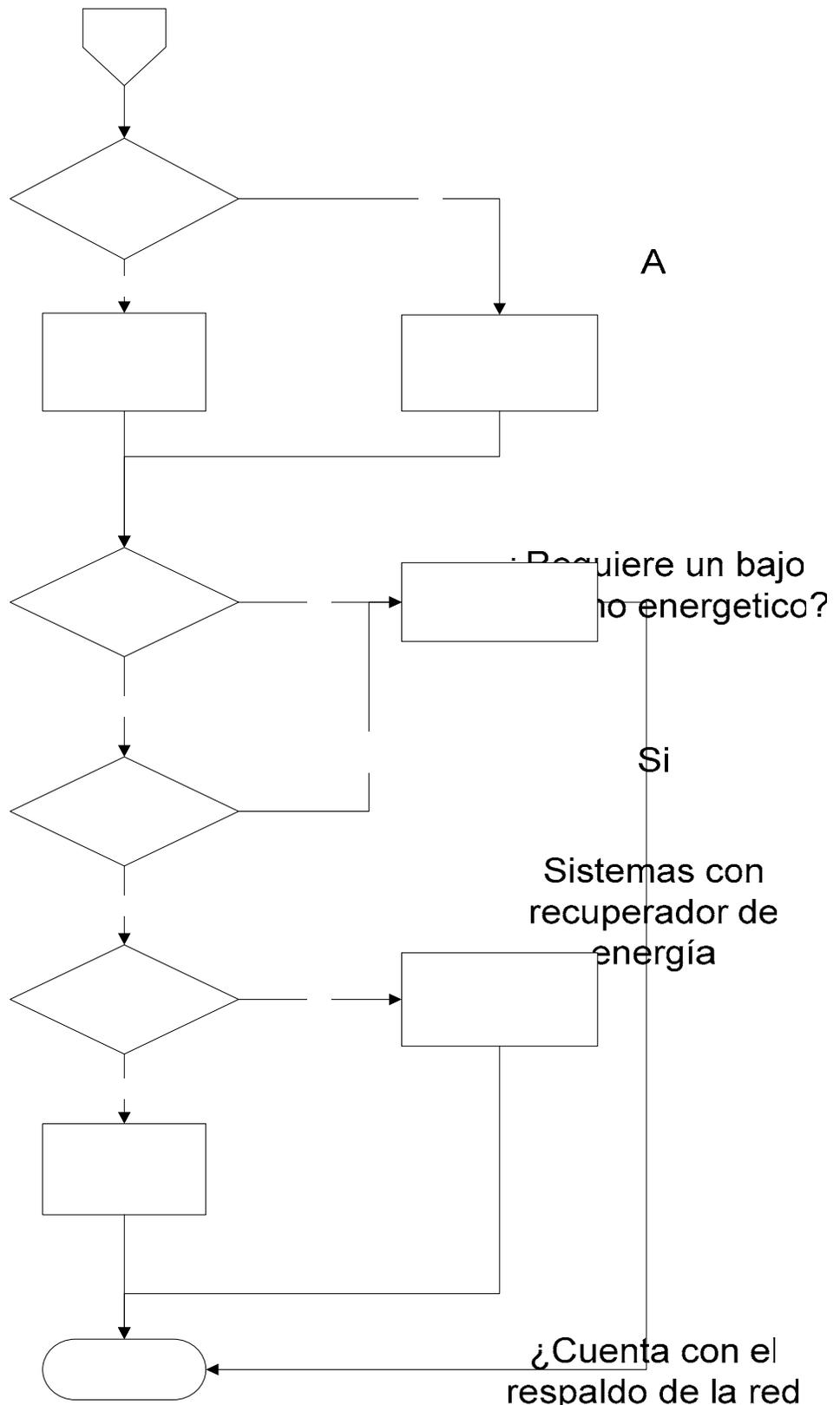


Figura 2.5b Proceso de selección de un sistema comercial de ósmosis inversa para su acoplamiento con energía fotovoltaica.

b) Dimensionamiento fotovoltaico

Una vez seleccionado el equipo de ósmosis inversa lo siguiente es el acoplamiento de éste con la tecnología fotovoltaica, lo cual se traduce en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el cálculo de la producción de agua esperada.

Las consideraciones para el dimensionamiento del sistema son de tres tipos:

- a. Geográficas: Localización de la instalación, clima y recurso solar.
- b. Energéticas: Tipo de carga, tiempo de uso, potencia total y energía total.
- c. Tecnológicas: Tipo de módulos, estructura, controlador e inversor.

a) Condiciones geográficas

Localización de la instalación

Se plantea primeramente cuál ha de ser la orientación del arreglo, éste siempre deberá estar orientado hacia el ecuador. La localización del sistema tiene una gran influencia para la generación es por eso que la localización del sur solar es importante al momento de la instalación. En el anexo A, se muestra el proceso de localización del sur solar.

Clima

El clima es un factor determinante ya que el número de días nublados consecutivos constituyen una restricción en términos de capacidad de almacenamiento de agua para satisfacer la demanda durante estos días. Para el desarrollo de este trabajo se realizó un promedio histórico de los días nublados en la región cercana a la zona de la instalación, estos valores son mostrados en el anexo B.

Recurso solar

Datos históricos. Es fundamental conocer el recurso solar de la zona de la instalación ya que la energía generada es proporcional a la cantidad de insolación sobre la región. Se emplean datos medidos por el observatorio meteorológico de La Paz, Baja California, y el método se compara con los datos arrojados por el software RADII (Estrada V., 2005)

El cual proporciona datos de:

- i) Radiación global sobre una superficie horizontal.
- ii) Radiación directa sobre una superficie horizontal.
- iii) Radiación difusa sobre una superficie horizontal.
- iv) Radiación directa normal.
- v) Radiación global sobre una superficie con una inclinación igual a la latitud del lugar.
- vi) Radiación directa sobre una superficie con una inclinación igual a la latitud del lugar.
- vii) Radiación difusa sobre una superficie con una inclinación igual a la latitud del lugar.

En este trabajo se emplearon los valores de radiación global sobre una superficie con una inclinación igual a la latitud del lugar. Los valores requeridos por el programa son la latitud y longitud del sitio de la instalación.

Determinación del comportamiento teórico del recurso solar. Para determinar el comportamiento teórico del recurso solar, se emplea una estadística que toma los días más representativos de cada mes mostrados en la tabla 2.1 (Duffie A. 1991)

Tabla 2.1 Días representativos para cada mes del año.

Mes	Día representativo	En el calendario Juliano
Enero	17	17
Febrero	16	45
Marzo	16	74
Abril	15	105
Mayo	15	135
Junio	11	161
Julio	17	199
Agosto	16	230
Septiembre	15	261
Octubre	15	292
Noviembre	14	322
Diciembre	10	347

Para establecer el comportamiento de la generación de potencia teórica P_{GT} del arreglo de fotovoltaico se emplea un modelo teórico dado por la ecuación, donde: N_{NXM} es el número total de módulos fotovoltaicos, P_P módulo fotovoltaico CS es la constante solar igual a $1367 [W/m^2]$ (Muhlia V., 2001)

$$P_{GT} = N_{NXM} \cdot P_P \left\{ CS \cdot \left[1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi\delta}{365}\right) \right] \cdot \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) + \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) \right\} \quad (2.1)$$

Determinación del comportamiento real del recurso solar. Para determinar el comportamiento real de la radiación que llega a los paneles se emplearon datos de la estación meteorológica de la planta de energía solar del instituto de ingeniería de la UNAM. Dado que la estación meteorológica reporta valores medidos sobre una superficie horizontal, es necesario, hacer la conversión de estos valores a datos sobre un plano inclinado. La radiación directa sobre un plano inclinado con la latitud del lugar, esta dada por:

$$G_b = \frac{G_{gh} - G_{dh}}{\text{sen}(\delta)} \quad (2.2)$$

Donde el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la horizontal se define como:

$$\xi = 90 - (\delta + \phi) \quad (2.3)$$

La radiación difusa sobre un plano inclinado con la latitud del lugar, esta dada por

$$G_b = G_d \left(\frac{1 - \cos(\delta + \phi)}{2} \right) \quad (2.4)$$

Donde:

G_{gh} : Irradiancia global horizontal [W/m²]

G_{dh} : Irradiancia difusa horizontal [W/m²]

ϕ : Latitud del lugar de la instalación [°]

δ : Declinación solar [°]

b) Condiciones energéticas

Las condiciones energéticas están determinadas por el equipo de ósmosis inversa seleccionado.

El tiempo de uso esta determinado por:

$$t = \frac{V_R}{Q_P} \quad (2.5)$$

Este flujo se traduce en un consumo energético diario, expresando la potencia eléctrica como:

$$P_{OI} = \frac{V_{OP} \cdot I_{OP}}{\eta_I \cdot \eta_{CC} \cdot \eta_C} + P_{COI} \quad (2.6)$$

Y a partir de esto la energía específica consumida como:

$$E_{CE} = \frac{P_{OI} \cdot t}{V_R} \quad (2.7)$$

Donde:

t_o : Tiempo de operación de la planta de ósmosis inversa [h]

V_R : Volumen de agua fresca requerido diariamente [m³]

Q_p : Flujo de agua fresca producida por la planta de ósmosis inversa [m³/h]

E_C : Consumo energético diario específico [W-h/m³]

c) Tecnológicas

La generación de energía en los módulos debe ser la suficiente para cubrir la demanda de la planta de ósmosis inversa, esto es, que la energía generada (E_G) debe ser igual a la energía consumida (E_C). Para poder realizar este balance de energía deben ser considerados todos los aspectos involucrados desde que se genera la electricidad hasta que se consume quedando expresado como:

$$E_G = \frac{E_C}{\eta_T} \quad (2.8)$$

Siendo η_T la eficiencia global del sistema, cuyo valor se determina al multiplicar la eficiencia en las líneas de transmisión, eficiencia en los acondicionadores de energía (controlador de carga e inversor).

En este punto tenemos que la energía generada por día estará dada por un arreglo fotovoltaico de N módulos en serie (formando un panel) y por M paneles en paralelo, cada uno con una potencia pico P_p , en una localidad con un recurso solar H_p (horas pico).

$$E_G = N_{N \times M} \cdot P_p \cdot H_p \quad (2.9)$$

Donde $N_{n \times m}$ es el número total de módulos fotovoltaicos, haciendo uso de las ecuaciones 2.4 y 2.5 el número de paneles necesarios queda dado por:

$$N_{NXM} = \frac{E_C \cdot FS}{\eta_w \cdot \eta_{CC} \cdot \eta_I \cdot P_p \cdot H_p} \quad (2.10)$$

Donde FS es un factor de seguridad igual a 1.05 y la eficiencia total el producto de las eficiencias del cableado (η_w), el controlador (η_{CC}) y el inversor (η_I), dadas por los fabricantes de los equipos.

El cálculo de las horas teóricas de operación consiste en establecer la diferencia entre las horas de arranque y paro de la planta a partir de la intersección de las graficas de potencia generada (ecuación 2.1) y el consumo energético expresado en términos de potencia (ecuación 2.6). Posteriormente se agrega un factor FN de nubosidad calculado a partir de los datos históricos de la región. Los valores del factor de nubosidad se muestran en la tabla 2.2 el método por el cual se obtuvieron dichos factores se muestra en el anexo B. Así la cantidad de agua producida con energía solar queda entonces dada por:

$$V_p = t_{OT} \cdot Q_{producto} \quad (2.11)$$

Donde t_{OP} es el tiempo de operación de la planta con energía solar y se obtiene a partir de las ecuaciones 2.1 y 2.6.

Tabla 2.2 Factor de nubosidad, por mes para La Paz

Mes	Factor de Nubosidad [%]
Enero	62.4
Febrero	63.0
Marzo	67.6
Abril	62.4
Mayo	64.6
Junio	73.4
Julio	78.6
Agosto	70.7
Septiembre	70.1
Octubre	66.8
Noviembre	74.2
Diciembre	72.0

En este punto es necesario determinar cual es la cantidad de energía extra con la que se cuenta para hacer operar un segundo bastidor de ósmosis inversa durante el periodo de alta insolación para poder establecer un parámetro óptimo de funcionamiento del sistema. Empleando la ecuación 2.1 se tiene

$$E_R = \int_{\text{Arranque}}^{\text{Paro}} P_{OI} dt - P_C \cdot t_{OT} \quad (2.12)$$

Ésta ecuación se puede evaluar numéricamente calculando la diferencia entre áreas bajo las graficas de las ecuaciones 2.1 y 2.6 a lo largo del día.

Por ultimo es importante calcular la energía que no se estará empleando durante las horas de baja insolación, es decir durante el amanecer hasta justo antes de que el sistema alcance la radiación necesaria para comenzar a operar.

$$E_{BI} = \int_{\text{Amanecer}}^{\text{Arranque}} P_G dt + \int_{\text{Paro}}^{\text{Anochece}} P_G dt \quad (2.13)$$

2.2.3 Descripción del equipo e instrumentos

Planta desalinizadora de ósmosis inversa. El equipo de ósmosis inversa seleccionado que cumple con las especificaciones planteadas en el capítulo 2.2 es el modelo SEM 600 de la marca *Horizont Reverse Osmosis* que se muestra en la figura 20, y cuyas características se muestran en la tabla 2.3

Tabla 2.3 Especificaciones técnicas de la planta seleccionada

Operación	
Flujo de agua de alimentación	0.792 m ³ /h
Flujo de agua producto	0.095 m ³ /h
Operación con agua de mar	56.5 bar
Presión del sistema	Mínimo 0.41 bar
	Máximo 2.41 bar
Membranas Enrollamiento en espiral *	
Poliamida aromática	Flujo alto
	Rechazo alto
Alto rechazo de sales (Ion cloruro)	Mínimo 99.2%
	Promedio 99.4%
Gama de temperaturas	Máximo 50 °C
	Mínimo 0.5 °C
Parámetros eléctricos	
Potencia	0.5 HP
Frecuencia	50/60 Hz
Voltaje de operación	115 Vac
Corriente a plena carga	11.3/9.8 A

*Condiciones de agua de mar para especificaciones del sistema 56.5 bar, 25 °C, 35000 ppm TSD



Figura 2.6. Desaladora comercial de ósmosis inversa, modelos SEAFARI de Horizont Reverse Osmosis

Módulos fotovoltaicos. Se cuenta con módulos fotovoltaicos de la marca Kyocera KC125 cuyas características técnicas se muestran en la tabla 2.4, en el anexo C se muestran las características técnicas de distintos módulos ofrecidos por los fabricantes directos de celdas fotovoltaicas, cabe recalcar que a nivel mundial son solo 6 fabricantes de celdas fotovoltaicas mientras que las otras empresas son solo ensambladoras y revendedoras.

Tabla 2.4 Características técnicas del módulo fotovoltaico seleccionado

Parámetros eléctricos	
Potencia pico	125 W _p (+10 % -5%)
Voltaje a circuito abierto	21.7 V
Corriente a circuito cerrado	8 A
Voltaje máximo	17.4 V
Corriente máxima	7.20 A
Temperatura nominal de operación	47 °C
Coeficiente de temperatura para corriente a circuito cerrado	8.60X10 ⁻³ V/°C
Coeficiente de temperatura para voltaje a circuito abierto	-8.42X10 ⁻³ V/°C
Parámetros mecánicos	
Longitud	1.425 m
Ancho	0.652 m
Espesor	0.0357 m
Peso	12.2 kg

*Condiciones estándar de prueba a 1 kW/m², 25 °C

Piranómetro de banda rotatoria. Para la medición del recurso solar se cuenta con una estación meteorológica marca Ascension Technology (AT) equipada con un piranómetro de banda rotatoria de sombra (*Rotating Shadowband Pyranometer, RSP*), el cual mide la irradiancia global horizontal G_g , la irradiancia difusa horizontal G_d y calcula la irradiancia normal directa G_b , calculada a partir de:

$$G_g = G_b \cos \theta + G_d \quad (2.14)$$

Donde θ es el ángulo cenital. Esta estación cuenta también con un sensor de temperatura ambiente y un anemómetro que registra velocidad y dirección del viento.

CAPÍTULO 3

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Con la finalidad de obtener datos básicos para el acoplamiento de un sistema de ósmosis inversa con la tecnología fotovoltaica, este trabajo se enfoca en determinar las características del bombeo de agua con alimentación fotovoltaica sin almacenamiento de energía.

La presencia de condiciones climáticas adversas como son la nubosidad y el polvo durante las horas solares, plantea la necesidad de desarrollar mecanismos de estabilización del sistema, para lo cual es necesario contar con datos reales del comportamiento de los motores de las bombas, de las presiones y del flujo durante estas adversidades, ya que aunque existen datos de irradiación solar, son en su mayoría promedios que no reflejan las condiciones instantáneas a que estará sometido el sistema.

Para la obtención de los datos se ha optado por una metodología teórica-experimental, para la caracterización de los equipos así como para la recolección de datos, a fin de lograr una comparación con los métodos tradicionales de dimensionamiento.

Los resultados teóricos y experimentales que se presentan en este trabajo son susceptibles de mejora, pero representan un paso de un proyecto encaminado al aprovechamiento del recurso solar que México posee.

3.1 Aspectos teóricos

Se presentan los resultados teóricos del dimensionamiento del sistema, tomando como base datos experimentales y teóricos proporcionados por los fabricantes, empleados habitualmente en el diseño de sistemas de bombeo fotovoltaicos, la tabla 3.1 muestra los datos necesarios para el dimensionamiento proporcionados por los fabricantes de los equipos.

Tabla 3.1 Parámetros requeridos para el dimensionamiento

Parámetro de diseño	Magnitud	Dimensiones
Volumen diario de agua fresca requerida	800	l
Flujo de agua producto de la planta	0.095	m ³ /h
Voltaje de operación de la planta	115	V
Corriente de operación de la planta	3.24	A
Eficiencia típica del inversor	90	%
Eficiencia típica del control de carga	90	%
Eficiencia típica recomendada en el cableado	97	%
Potencia pico del módulo fotovoltaico	125	W

Se plantea el diseño de una instalación, específica para zonas con alta insolación y escasez de agua como La Paz, Baja California. Aunque el correcto dimensionamiento debe incluir los requerimientos específicos como hábitos y costumbres locales, a continuación se muestran los cálculos generales con base en datos históricos de la zona.

Primeramente empleando la ecuación 2.5 y con el volumen diario requerido se calculan las horas de operación diaria de la planta de ósmosis inversa:

$$t_o = \frac{800[l] \cdot (1[m^3]/1000[l])}{0.095[m^3/h]} = 8.42[h] \approx 8.4[h]$$

No es seguro que se pueda operar todo el año durante 8.4 horas al día sin un respaldo de baterías pero se puede ampliar la cantidad de módulos de ósmosis inversa en el sistema en caso de ser necesario, tomando en cuenta que al aumentar módulos en serie estos tendrán un agua con mayor salinidad a la entrada y tenderán a ensuciarse más rápidamente.

Con los datos proporcionados por el fabricante, se calcula la potencia consumida por el sistema a partir de la ecuación 2.6

$$P_{oi} = \frac{115[V] \cdot 3.24[A]}{0.95 \cdot 0.95 \cdot 0.97} + 75[W] = 500.62[W] \approx 500[W]$$

En este punto se puede evaluar un primer consumo específico de energía del sistema empleando la ecuación (2.7)

$$E_{CE1} = \frac{500[W] \cdot 8.4[h]}{0.8[m^3]} = 5250 \left[\frac{Wh}{m^3} \right]$$

Para conocer el número de módulos necesarios para la operación de la planta no basta con conocer la insolación del lugar sino además el como se espera que se comporte durante el día a lo largo del año. Como se mencionó anteriormente no se puede operar la planta exclusivamente con energía solar desde el amanecer hasta el anochecer, así, empleando la ecuación 2.10 se calcula el número de paneles necesarios para la operación considerando las horas pico de la región, para cada mes del año.

Se plantea una localización en la parte norte de la Península de Baja California (Latitud 24.12°, Longitud -110.72°).

Considerando que el sistema operará en zonas alejadas o de difícil acceso, combine tener un soporte fijo, con un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar para lo cual el programa arroja los valores de insolación mostrados en la tabla 3.2

Ejemplo de cálculo para el mes de Enero:

$$h_p = 20.3665 \left[\frac{MJ}{m^2} \right] \cdot \left(\frac{1 \times 10^3 kJ}{1 MJ} \right) \cdot \left(\frac{1000W \cdot s}{1 kJ} \right) \cdot \left(\frac{1h}{3600s} \right) = 5.66$$

$$N_{NXM} = \frac{5250[Wh/m^3] \cdot 0.8[m^3] \cdot 1.05}{0.95 \cdot 0.95 \cdot 0.97 \cdot 125[W] \cdot 5.66[h]} = 7.9 \approx 8$$

Tabla 3.2 Valores de insolación diaria en promedio mensual para una Latitud de 24.12° y una longitud de -110.72°, calculados con el programa RADII

Mes	Irradiación global [MJ/m2]*	Horas pico h_p	Número de módulos
Enero	20.36	5.66	8
Febrero	24.09	6.69	7
Marzo	23.46	6.52	7
Abril	23.71	6.59	7
Mayo	21.74	6.04	8
Junio	21.18	5.88	8
Julio	20.43	5.68	8
Agosto	21.02	5.84	8
Septiembre	21.82	6.06	8
Octubre	23.84	6.62	7
Noviembre	22.58	6.27	8
Diciembre	20.03	5.56	9

* Datos de irradiación global sobre una superficie con una inclinación igual a la latitud del lugar, obtenidos del programa RADII (Estrada V., 2005)

Como se puede ver en la tabla 3.2 el número de módulos necesarios para garantizar el suministro de agua son 9. Este cálculo considera que la planta opera con energía solar apenas entra el amanecer. Lo cual no es del todo cierto ya que se requiere una cierta cantidad de irradiancia para poner en marcha el sistema. Es necesario evaluar la cantidad de potencia real disponible, a partir de las ecuaciones 2.1 y 2.6 se obtienen la graficas del comportamiento de la generación de potencia a lo largo del día mostradas en la figura 3.1

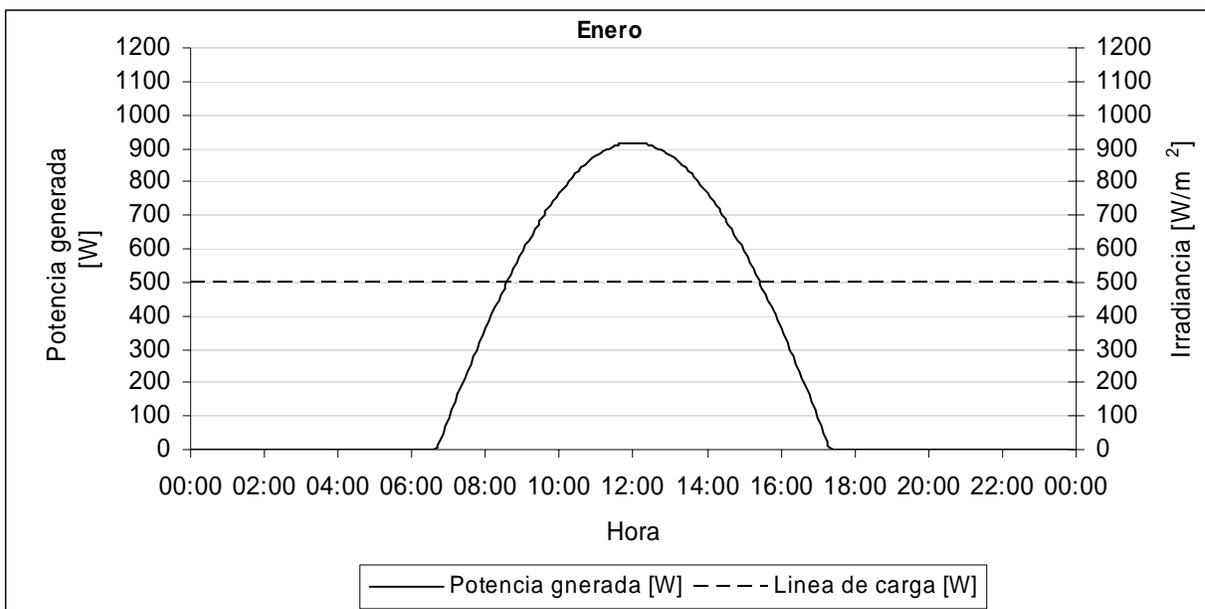


Figura 3.1 Comportamiento ideal de la potencia generada a partir de la irradiancia directa sobre una superficie con una inclinación a la latitud del lugar, 24.12° y 8 paneles fotovoltaicos de 125 W.

Con base en el comportamiento teórico de la radiación a lo largo del día se calculan las horas teóricas y reales de operación del sistema mostradas en la tabla 3.3

Tabla 3.3 Horas de operación del sistema

Arranque	Paro	Horas teóricas de operación	Horas esperadas de operación*
08:20	15:40	7.3	4.6
08:00	16:00	8.0	5.0
07:35	16:25	8.8	6.0
07:15	16:45	9.5	5.9
07:05	16:55	9.8	6.4
07:00	17:00	10.0	7.3
07:00	17:00	10.0	7.9
07:10	16:50	9.7	6.8
07:30	16:30	9.0	6.3
07:55	16:05	8.2	5.5
08:15	15:45	7.5	5.6
08:30	15:30	7.0	5.0

* Las horas esperadas de operación se calculan multiplicando las horas de operación teóricas por el factor de nubosidad

Con base en las horas de operación la producción de agua para 9 módulos fotovoltaicos de 125 W_p y una membrana de ósmosis inversa se calcula la producción de agua mensual mostrada en la tabla 3.4

Ejemplo de cálculo del volumen de agua empleando la ecuación 2.11 para el mes de Enero

$$V_p = 0.625 \cdot 7.33[h] \cdot 0.095[m^3 / h] = 0.43[m^3]$$

Tabla 3.4 Producción de agua con energía solar en promedio diario mensual para 9 paneles fotovoltaicos de 125 W_p y una membrana de OI.

Mes	Volumen[m ³ /día]
Enero	0.43
Febrero	0.48
Marzo	0.57
Abril	0.56
Mayo	0.6
Junio	0.7
Julio	0.75
Agosto	0.65
Septiembre	0.6
Octubre	0.52
Noviembre	0.53
Diciembre	0.48

La tabla 3.4 muestra claramente el efecto de la naturaleza intermitente de la energía solar, es en este punto donde se establece la necesidad de agregar más bastidores de ósmosis inversa para garantizar la producción de agua requerida, empleando las ecuaciones 1.1 y 1.2 se evalúa la cantidad de agua producida con un segundo bastidor, lo primero es calcular la salinidad del agua de alimentación en el segundo bastidor a partir de la ecuación 1.2 despejando la concentración del agua producto C_p .

$$C_p = 35000[ppm] \cdot \left(1 - \frac{11.99}{100}\right) = 39196[ppm] \approx 39200[ppm]$$

La presión osmótica en el segundo módulo P_{sm} es de aproximadamente 75.84 [kPa] por cada 1000 ppm (Hisham T., 2002)

$$P_{sm} = 39200[ppm] \cdot 0.07584[kPa / ppm] = 2972.9[kPa] \approx 2973[kPa]$$

Sustituyendo los valores anteriores, en la ecuación 1.1, se obtiene

$$F_a = 2.8[m^2] \cdot 3.1461 \times 10^{-9}[m / kPa \cdot s] \cdot (5550[kPa] - 2973[kPa]) = 2.2702 \times 10^{-5}[m^3 / s]$$

Los valores de área y coeficiente de permeabilidad de la membrana se muestran en el anexo D. Los resultados del agua producida a partir de este dato de generación de agua extra por mes se muestran en la tabla 3.5

Tabla 3.5 Producción de agua con energía solar en promedio diario mensual para 9 paneles fotovoltaicos de 125 W_p y dos membranas de OI.

Mes	Volumen [m ³ /día]
Enero	0.81
Febrero	0.89
Marzo	1.06
Abril	1.04
Mayo	1.12
Junio	1.30
Julio	1.39
Agosto	1.21
Septiembre	1.11
Octubre	0.97
Noviembre	0.98
Diciembre	0.89

Como se observa en la tabla anterior la cantidad de módulos fotovoltaicos no cambia con respecto al cálculo clásico del arreglo fotovoltaico, más no es así con el sistema de ósmosis inversa original, que debe ser aumentado a dos bastidores en serie para cumplir con el requerimiento de agua planteado, al inicio.

Ahora se puede recalcular el consumo específico de energía a partir de la ecuación 2.7 y las tablas 3.3 y 3.5

Ejemplo de cálculo para el mes de enero:

$$E_{CE2} = \frac{500[W] \cdot 4.6[h]}{0.81[m^3]} = 2827 \left[\frac{Wh}{m^3} \right] \approx 2.83 \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Realizando el mismo procedimiento para cada mes del año se obtiene se obtiene un promedio anual de 2.83 [kW/m³]

Ahora solo resta estimar la cantidad de energía que no se emplea para operación del sistema y que se puede emplear en la alimentación de otros equipos. Para esto se puede emplear la ecuación 2.12, que de evaluarse numéricamente calculando la diferencia entre áreas bajo las graficas de la figura 3.1 en el intervalo de intersección. Los resultados de este proceso para cada mes se muestran en la tabla 3.6

Tabla 3.6 Exceso de energía durante el periodo de alta insolación, arranque-paro. Para 9 módulos fotovoltaicos de 125 W_p.

Mes	Energía extra generada [MJ]
Enero	5.85
Febrero	7.96
Marzo	10.98
Abril	11.98
Mayo	13.2
Junio	15.18
Julio	16.05
Agosto	13.81
Septiembre	12.09
Octubre	9.09
Noviembre	7.5
Diciembre	6.07

Los valores de energía solar durante las horas de baja insolación obtenidas a partir de la ecuación 2.13 se muestran en la tabla 3.7

Tabla 3.7 Energía generada durante los periodos de baja insolación, amanecer-arranque y paro-ocaso. Para 9 módulos fotovoltaicos de 125 W_p.

Mes	Energía extra generada [MJ]
Enero	1.85
Febrero	1.81
Marzo	1.77
Abril	1.65
Mayo	1.91
Junio	2.27
Julio	2.27
Agosto	1.92
Septiembre	1.94
Octubre	1.98
Noviembre	2.18
Diciembre	2.32

Como se puede apreciar en las tablas 3.4 y 3.5 se cuenta con una buena cantidad de energía extra disponible proporcionada por los paneles fotovoltaicos sobre todo durante los periodos de alta insolación; energía con la que se puede evaluar la posibilidad alimentar otros sistemas durante esos periodos.

3.2 Aspectos experimentales.

Se presentan los datos experimentales de la intermitencia solar y su influencia sobre los sistemas de bombeo de agua. Es necesario conocer el comportamiento en campo del bombeo de agua con energía fotovoltaica, ya que es este el punto central del consumo de energía de la planta.

Se muestran en la gráfica de la figura 3.2, a modo de ejemplo, los gráficos de irradiancia registrados por el piranómetro instalado en el sitio de las pruebas, y los gráficos de los datos corregidos para un plano con la inclinación de la latitud del lugar 19.4°, con base en las ecuaciones 2.2 y 2.4.

Se aprecia que el hecho de tener una superficie de captación inclinada representa un incremento significativo en la energía que se recibe. También se puede observar que el valor de irradiancia disponible durante el día es variable.

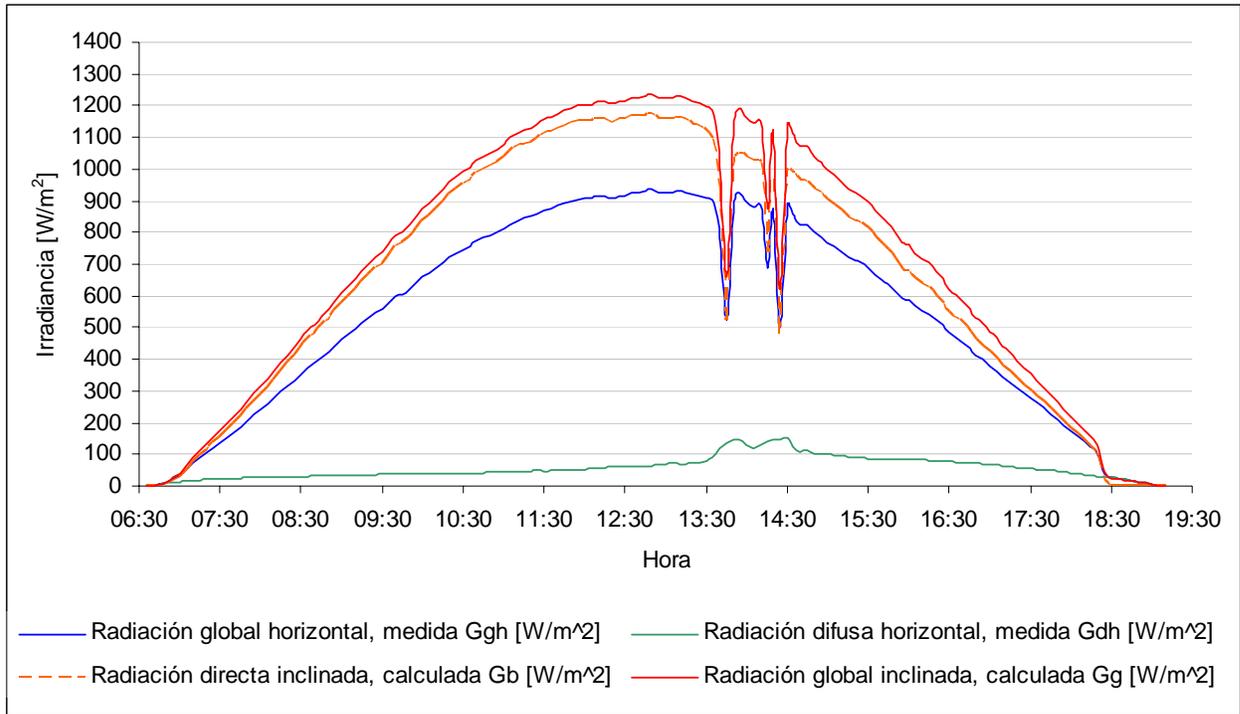


Figura 3.2. Graficas de irradiancia medida y calculada para un día totalmente despejado en la planta de energía solar del instituto de ingeniería, de la UNAM.

La grafica de la figura 3.2 es un claro ejemplo del comportamiento ideal que se esperara en una zona de alta insolación como lo es baja California o Sonora, pero a la vez presenta claramente el problema del suministro de energía, durante el paso de pequeñas nubes, ya que durante los breves instantes en los que la radiación baja la planta puede apagarse por falta de energía.

Las primeras pruebas de bombeo se realizaron a un sistema de bombeo simple, conectado a un controlador de carga comercial que administraba la energía de un panel de 85 [W]. La figura 3.3 muestra las graficas de la potencia generada por el panel y la potencia consumida por el motor de la bomba

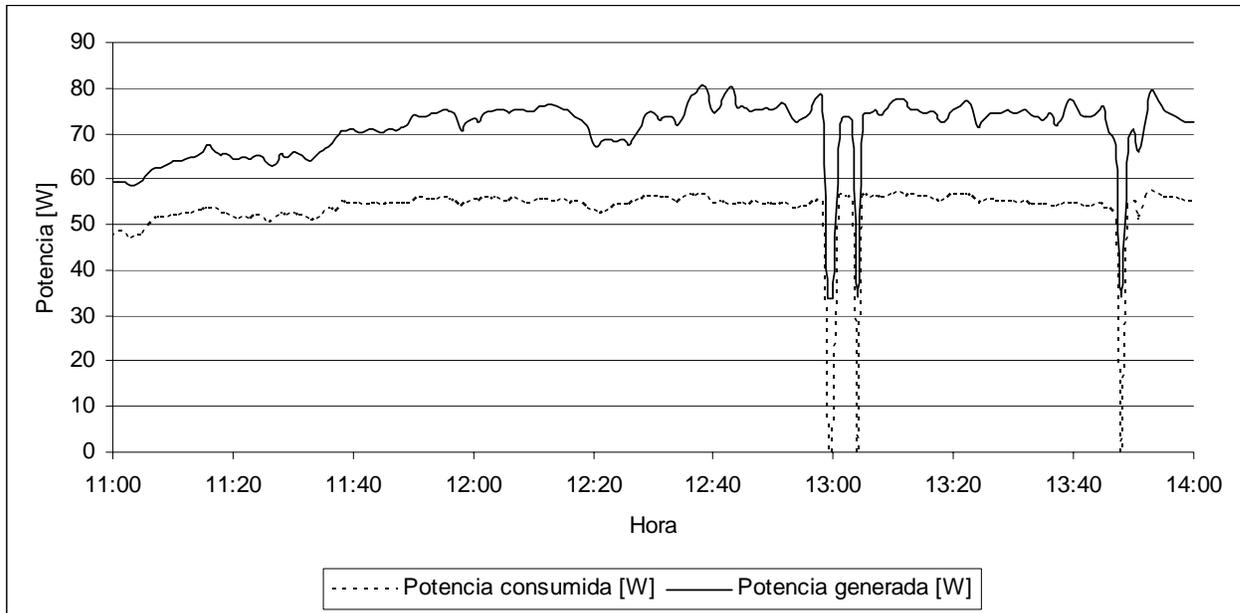


Figura 3.3. Graficas de potencia generada y potencia consumida de un sistema de bombeo simple conectado a un control de carga comercial. El sistema se probó el día 7 de junio en la planta solar del Instituto de Ingeniería de la UNAM.

La gráfica de la figura 3.3 muestra tres puntos en los cuales al bajar la radiación y como consecuencia de esto la potencia generada por el modulo fotovoltaico, el sistema de bombeo falló apagándose completamente.

Como se puede apreciar la potencia generada no llegó a un valor de cero en ninguno de los tres casos, más sin embargo no fue lo suficientemente alta para mantener operando el sistema, es por eso que se requiere de un elemento almacenador de energía que provea la energía suficiente para mantener funcionando el sistema de bombeo en un régimen bajo, durante periodos de tiempo cortos de alrededor de 1 a 2 minutos.

La diferencia entre la potencia generada y consumida se debe principalmente a las perdidas en el cableado y la adaptación de los sistemas ya que el control de carga del panel es de tipo comercial para cargas de baterías y los puntos de operación de la bomba y generación en el panel no están acoplados de forma adecuada, generándose un calentamiento en el motor y una baja eficiencia global del sistema.

Empleando la ecuación 1.15 puede calcularse la energía almacenada por un capacitor y a partir de esto el tamaño del banco de capacitores necesario para la estabilización y arranque del sistema durante este tipo de variaciones climáticas. Así por cada capacitor se puede esperar una energía disponible para el arranque y estabilización dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot 1[F] \cdot (14[V])^2 = 98[J]$$

Dado que las variaciones climáticas son instantáneas se propone un estudio experimental para la evaluación del número de capacitores óptimo para el funcionamiento y estabilización del sistema. Para dichas pruebas el equipo deberá ser monitoreado durante un periodo de al menos un año a fin de obtener los datos que validen los cálculos presentados en este trabajo y permitan obtener información de los problemas técnicos y de mantenimiento.

Finalmente y con base en los cálculos anteriores se establecen los componentes finales y las características esperadas del sistema de desalación propuesto dados por:

- i. Una planta de osmosis inversa modelo SEM600 de HRO, con una membrana adicional FILMTEC modelo SW30-2540 conectada en serie.
- ii. Nueve módulos fotovoltaicos modelo KC125 de KYOCERA.
- iii. Para una producción de 800 [l/día] de agua desalada con energía solar
- iv. Y un consumo energético específico de 2.83 [kW/m³]
- v. Con un capacitor de 1[F] para el arranque del motor y estabilización de variaciones de energía menores a 98 [J], quedando en este punto un área de oportunidad en el monitoreo del sistema en condiciones reales.

CONCLUSIONES

Como una alternativa de solución al problema del agua en regiones de alta insolación de México, como lo es La Paz BCS, se puede recurrir a la desalación de agua de mar por medio de ósmosis inversa, siendo viable su funcionamiento a partir de una alimentación fotovoltaica sin almacenamiento de energía.

Con base en los resultados obtenidos en el capítulo 3 se determinó que un método de dimensionamiento fotovoltaico tradicional, basado en el cálculo de la insolación diaria, resulta inapropiado para dimensionar un sistema que no incluya un almacenamiento de energía capaz de conservar el excedente en los periodos de alta insolación para su posterior uso, en cuyo caso se tiene que hacer una evaluación detallada del comportamiento de la radiación solar a lo largo del día durante para el año, tomando como base los días típicos de cada mes.

Se determinó que para el acoplamiento eficiente de las tecnologías de ósmosis inversa y la fotovoltaica sin almacenamiento de energía, se hace necesaria la modificación del equipo de desalación para adaptarse a los requerimientos de un sistema que opere bajo los términos planteados por la generación intermitente.

El consumo energético por metro cúbico de agua desalada para el sistema propuesto obtenido es de 2.83 [kWh/m³] para un acoplamiento basado en la metodología planteada, dicho valor es congruente con los resultados publicados en el ámbito internacional, para sistemas similares que incorporan un mecanismo recuperador de energía.

El acoplamiento de las tecnologías de forma eficiente recae en la correcta administración de la energía generada por los módulos fotovoltaicos, planteando como área de desarrollo el diseño de sistemas de control flexibles que permitan el acoplamiento de cargas que operen sin necesidad de bancos de baterías, ya que hoy en día, ya que hoy en día la variedad de sistemas comerciales de control fotovoltaico se encuentra restringido al empleo de bancos de baterías.

ANEXOS

A. Localización del sur solar

El sur solar se localiza haciendo uso de una brújula y la declinación magnética del lugar, obtenida de la grafica mostrada en la figura A.1

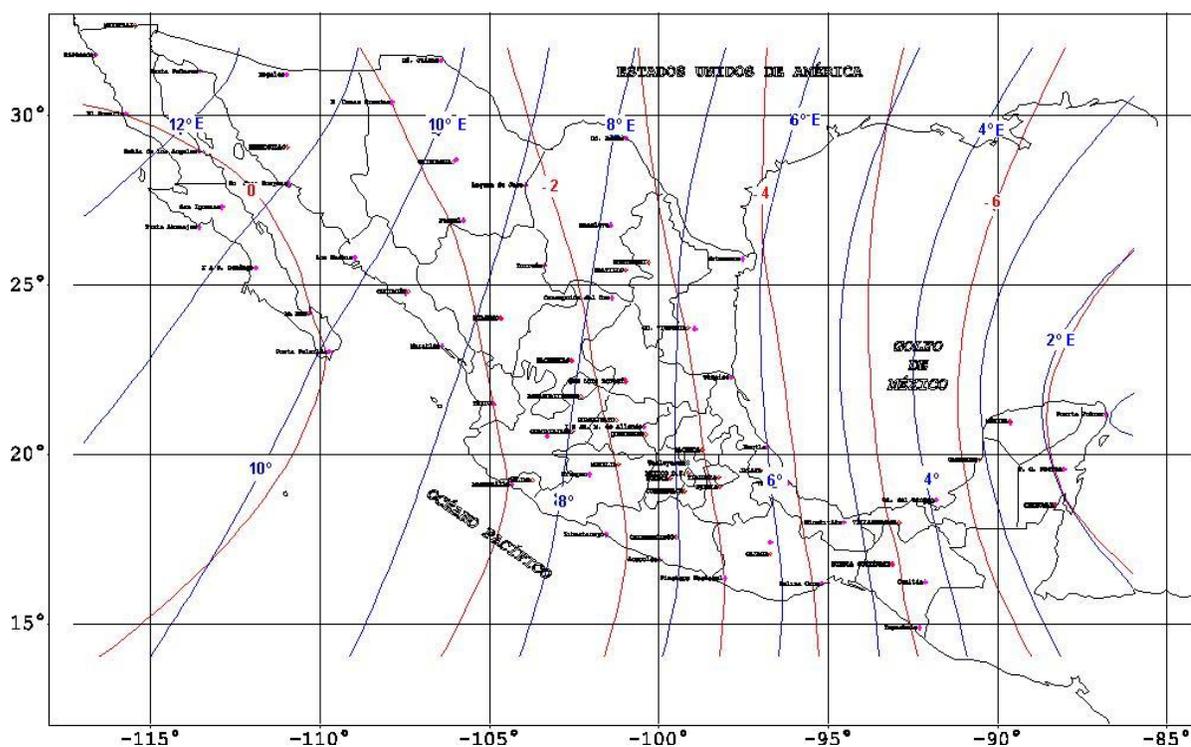


Figura A.1 Carta de declinación magnética 1995. (www.igeofcu.unam.mx)

Así por ejemplo al localizar el sur magnético con una brújula en un lugar donde la declinación magnética es de 7° E el sur solar estará ubicado al 7° este de lo que marque la brújula.

Dado que la declinación magnética cambia con la posición geográfica y el tiempo, se usa la siguiente fórmula para obtener el valor de declinación corregido.

$$dm = v_{ini} \pm v_{anual} \cdot N_{años}$$

Por ejemplo, si la carta indica 4° 25' W 1995 (8' E), para el 2003 obtendremos:

$$dm = -4^{\circ}25' + 8' \cdot 9 = -3^{\circ}13' = -3.2^{\circ}$$

B. Nubosidad

La nubosidad es una variable meteorológica que cuantifica la cobertura nubosa en el cielo, para su medición se emplean las octas, el proceso básicamente consiste en dividir la bóveda celeste en 8 secciones y determinar que cantidad del cielo está cubierta por las nubes así una octa equivale a una octava parte de la bóveda celeste. El cielo totalmente cubierto tiene una nubosidad de 8 octas. El cielo despejado se cifra con 0 octas. La designación del cielo en este trabajo se hizo con base al criterio mostrado en la tabla 1.

Tabla B.1 Referencia entre octas y tipo de cielo

Octas	Definición	Categoría
0	Despejado	Buen tiempo
1	1/8 de cielo cubierto o menos, pero no cero	Buen tiempo
2	2/8 de cielo cubierto	Buen tiempo
3	3/8 de cielo cubierto	Parcialmente nuboso
4	4/8 de cielo cubierto	Parcialmente nuboso
5	5/8 de cielo cubierto	Parcialmente nuboso
6	6/8 de cielo cubierto	Nuboso
7	7/8 de cielo cubierto o más, pero no 8/8	Nuboso
8	8/8 de cielo completamente cubierto, sin claros	Cubierto

Los datos medidos pertenecen al centro meteorológico de La Paz BCS, cuyas coordenadas geográficas son: Latitud 24°07', Longitud 110°19', Altitud 18.5 m. La figura B.1 muestra el promedio histórico del nublado mensual para la clasificación de la tabla B.1

Ejemplo de cálculo para el mes de enero

$$FN = (54.2) \cdot (0.8) + (33.5) \cdot (0.5) + (11.6) \cdot (0.2) = 64.4\%$$

Siguiendo este procedimiento de cálculo se genera la tabla B.3, que presenta el factor de nubosidad para los distintos meses del año

Tabla B.3 Factor de nubosidad, por mes para La Paz BCS

Mes	Factor de Nubosidad %
Enero	62.5
Febrero	63.0
Marzo	67.6
Abril	62.5
Mayo	64.6
Junio	73.4
Julio	78.6
Agosto	70.7
Septiembre	70.1
Octubre	66.8
Noviembre	74.2
Diciembre	72.0

C. Características técnicas de las membranas.

FILMITEC MEMBRANAS

FILMITEC elementos de ósmosis inversa para sistemas marinos

CARACTERÍSTICAS:

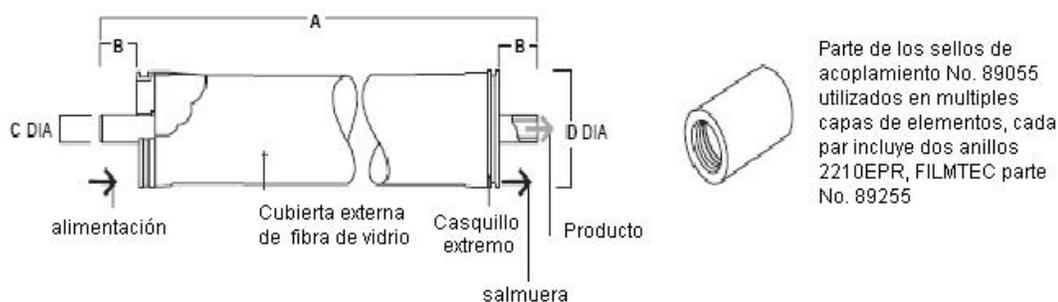
- Los elementos mejorados para osmosis inversa FILMITEC, ofrecen la mayor productividad al mismo tiempo que mantienen una excelente retención salina.
- Los elementos de la membrana FILMITEC SW30 tienen los mayores rangos de flujo disponibles para satisfacer las demandas de desalación.
- La membrana SW30 puede también ser operada a bajas presiones para reducir su costo, tamaño y costo de operación.
- La membrana SW30 por su combinación con un elemento de precisión automatizado, provee un producto constante disponible

ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO:

Producto	Número	Área activa ft ² (m ²)	Presión aplicada Psig (bar)	Rango de flujo perneado (m ³ /d)	Retención salina establecida (%)
SW30- 2540	80737	29 (2.8)	800 (55)	700 (2.6)	99.4

1. El flujo perneado y la retención salina esta basado en las siguientes condiciones: 32000 ppm NaCL presión antes mencionada, 77 °F (25 °C) y el siguiente rango de recuperación: 8%
2. Los flujos perneados por los elementos individuales pueden variar en un +/- 20 %
3. Debido a las propuestas de mejora, las especificaciones pueden actualizarse periódicamente

Figura 1

**CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO**

Producto	Rango máximo de alimentación gpm (m ³ /h)	DIMENSIONES pulgadas (mm)			
		A	B	C	D
SW30-2540	6 (1.4)	29 (2.8)	800 (55)	700 (2.6)	99.4

1. Referido a las pautas técnicas del diseño para los sistemas multi- elementos
2. El ajuste nominal correspondiente es de 2.5 in

LÍMITES DE OPERACIÓN

Tipo de membrana	Compuesta por una capa fina de poliamida
Temperatura máxima de operación	113 °F (45°C)
Presión máxima de operación	1000 psi (69 bar)
Caída máxima de presión	15 psig (1.0 bar)
Rango de pH en operación continua	2 – 11
Rango de pH en limpieza a corto plazo	1 – 12
SDI Máximo	SDI 5
Tolerancia de cloro	< 0.1 ppm

1. La temperatura máxima para una operación continua con un pH menor de 10 es de 95 °F (35°C)
2. Referido a los modelos de limpieza en la hoja de especificaciones
3. Bajo ciertas condiciones la presencia de cloro puede causar una falla pronta en la membrana, desde daños de oxidación que no se cubren en la garantía

INFORMACIÓN IMPORTANTE

- El correcto arranque en un sistema de osmosis inversa para tratamiento de agua es esencial para preparar a las membranas para su operación, y así, prevenir daños en la membrana debidos a una sobrealimentación o a un shock hidráulico. Siguiendo los pasos para el correcto arranque, también asegura que los parámetros de operación del sistema conforme las especificaciones de diseño, provean un agua de calidad y buena productividad, alcanzando las metas planteadas.
- Antes de la instalación del sistema de arranque, calibración de los instrumentos, membrana de pretratamiento y sus diversos elementos, estos deben estar completos.
- Por favor recurra a la información referida a la secuencia de arranque (No. 609-00298) para mayor información

PASOS DE OPERACIÓN:

Evite cualquier cambio brusco de presión o variaciones de flujo en los elementos en espiral durante el arranque, el paro, limpieza u otra secuencia para prevenir cualquier daño a la membrana. Durante el arranque, un cambio gradual para el paro de la operación se recomienda como sigue:

- La presión de operación debe ir decreciendo gradualmente alrededor de 30 a 60 segundos.
- La velocidad de flujo cruzado en el punto de operación debe ser alcanzada gradualmente de 15 – 20 segundos
- El perneado obtenido durante la primera hora de operación debe ser descartado

INFORMACIÓN GENERAL

- Mantenga todos los elementos húmedos después de la carga inicial
- Si los límites de operación marcados en este artículo no son seguidos estrictamente la garantía no será válida y se anulará.
- Para prevenir crecimientos biológicos durante paros prolongados del sistema, se recomienda sumergir todos los elementos en una solución preservativa.
- Las caídas de presión máximas entre compartimientos es de 50 psi (3.4 bar.)
- Evitar obstrucciones en el lado del permeado todo el tiempo.

D. Características técnicas de módulos fotovoltaicos.

La tabla D1 se muestra las características técnicas de módulos fotovoltaicos comerciales, de fabricantes de celdas, se presentan las principales características técnicas de los módulos así como su precio al momento, considerando solo los modelos de paneles de mayor capacidad ofrecidos por los fabricantes.

Tabla D1 Características técnicas de distintos módulos fotovoltaicos.

Marca	Modelo	P _P [W]	V _{OP} [V]	I _{CC} [A]	T [°C]	Material	Precio [\$US]
Sharp	ND- 167U1	167	29	7.1	-40 a 90	Multi- cristal silicón	610
Sharp	ND- L3EU1	123	21.3	7.16	-40 a 90	Multi- cristal silicón	625
Sharp	NE- 165U1	165	43.1	4.77	-40 a 90	Multi- cristal silicón	749
Sharp	NE- 170U1	170	43.2	4.9	-40 a 90	poli -cristal silicón	775
Sharp	NT- 175U1	175	44.4	4.95	-40 a 90	poli -cristal silicón	895
Sharp	NT- 175U1	185	44.9	5.11	-40 a 90	poli -cristal silicón	910
Sharp	ND- 208U1	208	36.1	7.3	-40 a 90	poli -cristal silicón	920
Suntech	STP210S-18/Ub	210	266	8.1	-40 a 90	Mono-cristalinas silicón	706
Suntech	STP200S-18/Ub	200	26.6	8	-40 a 90	Mono-cristalinas silicón	884
Suntech	STP190S-18/Ub	190	26.6	7.82	-40 a 90	Mono-cristalinas silicón	840
Suntech	STP180S-18/Ub	180	25.8	7.7	-40 a 90	Mono-cristalinas silicón	796
Suntech	STP170S-18/Ub	170	25.8	7.6	-40 a 90	Mono-cristalinas silicón	752
solarworld	SW 155 poly	155	43.3	4.9	-40 a 90	poli -cristal silicio	886
Solarworld	SW 165 poly	165	43.9	5.1	-40 a 90	poli -cristal silicio	944
Solarworld	SW 175 poly	175	44.2	5.3	-40 a 85	poli -cristal silicio	1001
Solarworld	SW 131 poly	131	41	4.3	-40 a 85	poli -cristal silicio	750
Solarworld	SW 124 poly	124	40.7	4.1	-40 a 85	poli -cristal silicio	710
solarworld	SW 155 poly	116	40.1	3.9	-40 a 85	poli -cristal silicio	664

REFERENCIAS

- [1] Arancibia, C. *Evaluación del recurso solar*. 2007, Centro de Investigación en Energía, Universidad Nacional Autónoma de México.
- [2] Duffie, J. *Solar engineering of thermal processes*. 1991, Second edition, John Wiley & Sons, Inc.
- [3] Dickenson, T. *Filters and filtration handbook*. 1997, Elsevier advanced technology.
- [4] El-Dessouky, T.; Ettouney M. *Fundamentals of salt water desalination*. 2002, Elsevier science
- [5] El-Zanati, E. *Development of a locally designed and manufactured small-scale reverse osmosis desalination system*. 2004, Presented at the EuroMed 2004 conference on Desalination Strategies in South Mediterranean Countries.
- [6] Estrada, V. *Irradiaciones global, directa y difusa, en superficies horizontales e inclinadas, así como irradiación directa normal, en la república mexicana*. 2005, Instituto de Ingeniería UNAM.
- [7] Goetzberger, A. *Crystalline silicon solar cells*. 1998, John Wiley & Sons.
- [8] Hale, M. (Technical monitor), *Survey of thermal storage for parabolic trough power plants*. 2000, National Renewable Energy Laboratory.
- [9] Hernández, A. *Microfiltración, ultrafiltración y ósmosis inversa*. 1990, Universidad de Murcia.
- [10] Herold, D.; Neskakis, A. *A small PV-driven reverse osmosis desalination plant on the island of Gran Canaria*, 2000, Presented at the conference on Desalination Strategies in South Mediterranean Countries.
- [11] Ibáñez, M. *Tecnología solar*, Mundi-Prensa, 2004.

- [12] Manrique J., *Energía solar fundamentos y aplicaciones fototérmicas*. 1984, Harper & Row Latinoamericana.
- [13] Medina S. J. *Desalación de aguas salobres y de mar. Ósmosis inversa*. 1999, Mundi-Prensa.
- [14] Mohamed, E.; Papadakis, G.; Mathioulakis, E.; Belessiotis, V. *The effect of hydraulic energy recovery in small sea water reverse osmosis desalination system; experimental and economical evaluation*. 2005, Presented at the conference on desalination and the environmental, Santa Margarita, Italy.
- [15] Muhlia, V. *Notas del curso de actualización en energía solar*. 2001, Centro de Investigación en Energía de la UNAM.
- [16] Reygadas, R. *Experimentación, simulación y análisis del proceso de destilación de agua con energía solar*. 2006, Facultad de Ciencias UNAM, Física.
- [17] Sánchez-Juárez, A. *Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua*, Centro de Investigación en Energía CIE, Universidad Nacional Autónoma de México UNAM.
- [18] Thomson, A. *Reverse osmosis desalination powered by photovoltaics without batteries*, Doctoral thesis, Loughborough University, 2003
- [19] CNA, *El agua en México*. 2006, Cuarto foro mundial del agua

INTERNET

- [20] <http://www.igeofcu.unam.mx/geomagne/cmrm/cm1995d.gif> (Última visita: septiembre del 2007).
- [21] <http://www.kyocerasolar.com/products/catalog.html> (Última visita: septiembre del 2007).
- [22] <http://www.spectrawatermakers.com/solarcube/index.html> (Última visita: septiembre del 2007).
- [23] <http://www.sciperio.com/watertech/water-reclamation-purification-desalination.asp> (Última visita: septiembre del 2007).