



"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"

UNIVERSIDAD DE SONORA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA

POSGRADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

SIMULACIÓN DEL RENDIMIENTO DE UNA PLANTA DE ÓSMOSIS INVERSA PARA PURIFICAR AGUA DE MAR CON BOMBA DE POTENCIA VARIABLE ACOPLADA A DISTINTOS ARREGLOS FOTOVOLTAICOS

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

PRESENTA:

ANDREA QUESNEY GÁMEZ

DIRECTOR: RAFAEL ENRIQUE CABANILLAS LÓPEZ

Hermosillo, Sonora

Septiembre, 2021

Repositorio Institucional UNISON



"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"



Excepto si se señala otra cosa, la licencia del ítem se describe como openAccess

UNIVERSIDAD DE SONORA

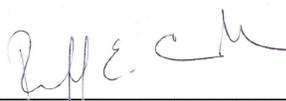
APROBACION DEL JURADO

de la tesis presentada por:

Andrea Quesney Gamez

Esta tesis ha sido revisada por cada uno de los miembros del Jurado y por mayoría de votos la han encontrado satisfactoria.

30-junio-2021
Fecha



CABANILLAS LÓPEZ, RAFAEL ENRIQUE
Presidente

30-junio-2021
Fecha



HINOJOSA PALAFOX, JESUS FERNANDO
Secretario

30-junio-2021
Fecha



PEREZ ENCISO, RICARDO ARTURO
Vocal

30-junio-2021
Fecha



DEVORA ISIORDIA, GERMÁN EDUARDO
Sinodal Externo



"El saber de mis hijos
hará mi grandeza"

UNIVERSIDAD DE SONORA

División de Ingeniería

Posgrado en Ciencias de la Ingeniería: Ingeniería Química

AUTORIZACIÓN DEL EXAMEN DE GRADO

25 de Agosto de 2021.

Por medio de la presente se hace constar que la estudiante **ANDREA QUESNEY GAMEZ**, ha cumplido satisfactoriamente con los requisitos académicos correspondientes para la realización del Examen de grado del programa de Maestría en Ciencias de la Ingeniería.

DR. ABRAHAM ROGELIO MARTIN GARCÍA

**COORDINADOR DE POSGRADO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA:
INGENIERÍA QUÍMICA**

RESUMEN

En este trabajo se simula la producción de agua potable de una planta desalinizadora de agua de mar energizada directamente por un sistema solar fotovoltaico (SFV) sin baterías, funcionando intermitentemente y con variaciones de potencia eléctrica a lo largo del día. Dado el avance en el control electrónico y el desarrollo de más eficientes motores de imanes permanentes, actualmente en forma comercial se puede conseguir el conjunto motor-bomba de potencia variable que pueden ser acoplados a una planta de ósmosis inversa (OI) para ofrecer altas presiones y producir agua para consumo humano o industrial de calidad.

Con información técnica de un motor-bomba se logró obtener una expresión matemática para la simulación de la operación de este, bajo diferentes potencias eléctricas que caracterizan a un SFV durante su funcionamiento diario. Así mismo se obtuvo un conjunto de expresiones matemáticas que representan el funcionamiento de la planta de OI. Integrándolas y utilizando información del año típico meteorológico para Ciudad Obregón, Sonora, se efectuó una simulación anual de la producción de agua potable de una planta de OI solamente abastecida por un SFV. De igual manera, se llevó a cabo un análisis trimestral a lo largo del año.

La simulación se realizó para tres configuraciones principales de los módulos del SFV: fijos, con seguimiento solar en un eje y con seguimiento en dos ejes. Se encontró, como era de esperarse, que los módulos con seguimiento en dos ejes y en un eje obtienen una producción 39% y 19% mayor que los fijos con orientación al sur, además de que ofrecen una menor variación de la potencia entregada durante el día, lo que mejora el desempeño del sistema en su conjunto y, reducen las posibilidades de fallo y de mantenimiento del equipo. Además, la simulación muestra que una gran cantidad de energía que se desperdicia a medio día (porque no se cuenta con baterías), cuando se trata de igualar la producción de agua con paneles fijos a los con seguimiento. Buscando evitar la inversión inicial y el mantenimiento que representa instalar y operar los sistemas de seguimiento solar, pero al mismo tiempo, tener las ventajas de estos logrando una

distribución más uniforme de la potencia eléctrica entregada por la planta solar, se exploró el efecto de contar con un arreglo de paneles fijos, pero con diferentes orientaciones. Los nuevos optimizadores de potencia de módulos fotovoltaicos permiten distribuir la potencia de forma más conveniente para mantener la máxima potencia de salida del arreglo fotovoltaico. Si bien se aumentó el número de módulos fijos (con una relación 2.5 a 3.1), con tres orientaciones distintas, sin embargo, se logra suministrar lo mismo que un sistema de seguimiento en un eje, emulando en forma muy parecida la producción de potencia eléctrica a lo largo del día y sin el inconveniente del costo inicial y del mantenimiento inherente de estos sistemas móviles.

ABSTRACT

This paper shows the results of a simulation of the production of drinking water from a seawater desalination plant powered directly by a solar photovoltaic system (PVS) without batteries, operating intermittently and with variations in electric power throughout the day. Given the advances in electronic control and the development of more efficient permanent magnet motors, nowadays a variable-power motor-pump assembly can be commercially obtained to be coupled to a reverse osmosis plant (RO) to offer high pressures and produce quality water for human and industrial consumption. An annual trimestral analysis was also performed.

With the technical information of a motor-pump, it was possible to obtain a mathematical expression for the simulation of its operation under different electric power that characterizes an PVS during its daily operation. Likewise, a set of expressions representing the operation of the RO plant was obtained. By integrating them and using information from the typical meteorological year for Ciudad Obregon, Sonora, an annual simulation of the production of drinking water from a RO plant only supplied by a PVS was carried out.

The simulation was performed for various configurations of the PVS modules: fixed, with solar tracking in one axis and in two axes. It was found that the modules with tracking in two axes and in one axis have a higher production in 39% and 19% than those with a south orientation, in addition to offering less variation in the power delivered during the day, which improves the total system performance and reduce the chances of equipment failure and maintenance. Additionally, the simulation shows that a large amount of energy is wasted in the middle of the day (because there are no batteries), when it comes to matching the water production with fixed panels to those with tracking systems. Seeking to avoid the initial investment and maintenance that involves installing and operating solar tracking systems, but at the same time, having the advantages of these by achieving a more uniform distribution of the electrical power delivered by the solar plant, the effect of using fixed panel arrangements but with different orientations, was explored. The new photovoltaic module power optimizers allow the power to be distributed more

conveniently to maintain the maximum output power of the photovoltaic array. Although the number of fixed modules with three different orientations was increased (with a ratio of 2.5 to 3.1), it is possible to supply the same as a tracking system on an axis, emulating electrical power production in a very similar way throughout the day and without the downside of initial cost and inherent maintenance of these mobile systems.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, a mi esposo y a mis padres.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	V
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XIV
LISTA DE TABLAS	XV
LISTA DE ILUSTRACIONES.....	XVII
LISTA DE GRÁFICAS	XVIII
CAPÍTULO 1	1
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1. Introducción	1
1.2. Antecedentes	3
1.3. Justificación	5
1.4. Objetivo General	6
1.5. Objetivos Específicos.....	7
1.6. Metodología General	7
CAPÍTULO 2.....	8

ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS.....	8
2.1. Estado del Arte	8
2.2. Ósmosis Inversa.....	9
2.3. Sistemas Fotovoltaicos.....	12
2.4. Motores eléctricos de nueva generación	16
2.5. Sistemas Integrados.....	18
CAPÍTULO 3.....	21
MODELO MATEMÁTICO Y ALGORÍTMO GENERAL	21
3.1. Descripción del sistema de estudio.....	21
3.2. Modelos matemáticos	23
3.2.1. Sección 1: Sistema Fotovoltaico.....	23
3.2.2. Sección 2: Motor-bomba	31
3.2.3. Sección 3: Planta de Ósmosis Inversa	34
3.3. Algoritmo General	36
3.4. Estudios paramétricos.....	37
3.4.1. Sección 1: Sistema Fotovoltaico.....	37
3.4.2. Sección 2: Arreglo de datos y simulación del Motor-bomba	43
3.4.3. Sección 3: Planta de Ósmosis Inversa	44
CAPÍTULO 4.....	45
RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN.....	45

4.1. Simulaciones iniciales	45
4.1.1. Análisis diario	46
4.1.2. Análisis anualizado	48
4.2. Propuesta mejorada	52
4.2.1. Análisis de comportamiento	53
4.2.2. Análisis comparativo con capacidades instaladas equivalentes	55
4.2.3. Estudio de frecuencias	59
4.3. Nuevas configuraciones	60
4.3.1. Análisis diario	62
4.3.2. Análisis anualizado	64
4.3.3. Elección de mejor configuración	68
4.4. Análisis Trimestral	70
4.4.1. Configuración fija (FX)	70
4.4.2. Configuración un eje (1E)	72
4.4.3. Configuración dos ejes (2E)	74
4.4.4. Configuración fija con tres orientaciones (FXA)	76
CAPÍTULO 5.....	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78
5.1. Planteamiento del problema y solución.....	78
5.2. Conclusiones.....	79
5.3. Recomendaciones.....	82
CAPÍTULO 6.....	83

BIBLIOGRAFÍA	83
ANEXOS	90
Anexo A: Comparación de celdas solares comerciales y en investigación, elaborado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).....	90
Anexo B: Manual de Funcionamiento de <i>PVWatts</i>, elaborado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).	91
Anexo C: Manual del Cálculo de energía del módulo fotovoltaico.....	92
Anexo D: Información del Controlador de la bomba SunPumps Modelo SIJ 2.4-900P-180 BT	93
Anexo E: Manual de Operación del Controlador de la bomba SunPumps Modelo SIJ 2.4-900P-180 BT	94
Anexo F: Hoja técnica de la bomba SunPumps Modelo SIJ 2.4-900P-180 BT	95
Anexo G: Hoja técnica de la Membrana Semipermeable SWC4 MAX	96
Anexo H: Optimizador SMA <i>Shadefix</i>.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Métodos de Desalinización. Adaptación propia a partir de Ghalavand et. Al [9].	3
Figura 2. (a) Ósmosis, (b) Equilibrio osmótico, (c) Ósmosis Inversa. Adaptado de Muhammad Q. et. Al [31].....	11
Figura 3. Flujo de electrones en una celda fotovoltaica provocada por la exposición a la luz solar (fotones). [50].....	13
Figura 4. Mejores eficiencias de Celdas Fotovoltaicas en investigación. Información del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) [38]	15
Figura 5. Componentes del motor sin escobetillas en corriente directa.	17
Figura 6. Sistema integrado convencional. Elaboración propia.....	20
Figura 7. Sistema integrado de estudio. Elaboración propia.....	20
Figura 8. Sistema integrado de estudio. Elaboración propia.....	21
Figura 9. Diagrama de los componentes de la radiación total incidente sobre un panel fotovoltaico. Elaboración propia.....	24
Figura 10. Ejemplo de un día de datos arrojados por el Calculador de PV Watts (a)...	25
Figura 11. Interfaz del calculador PV Watts [42].....	26
Figura 12. Porción de datos arrojados por el Calculador de PV Watts (b)	26
Figura 13. Algoritmo general de la simulación del sistema fotovoltaico acoplado directamente con una planta de ósmosis inversa.	36
Figura 14. Configuraciones de paneles fijos propuesta con tres orientaciones (FXA). Elaboración propia.	41
Figura 15. Configuraciones de paneles fijos propuesta con cuatro orientaciones (FXE). Elaboración propia.	41
Figura 16. Configuraciones de paneles fijos propuesta con tres orientaciones (FXA). Elaboración propia.	52
Figura 17. Configuraciones de paneles fijos propuesta con cuatro orientaciones (FXE). Elaboración propia.	62

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información general de los módulos fotovoltaicos considerados por el Calculador de NREL, PVWatts [43].....	29
Tabla 2. Pérdidas en el sistema considerados por Calculador de NREL, PVWatts, para el cálculo de Potencia en Corriente Alterna en el sistema fotovoltaico [43]	29
Tabla 3. Características del sistema fotovoltaico fijo simulado.	38
Tabla 4. Características del sistema fotovoltaico de un eje simulado.	39
Tabla 5. Características del sistema fotovoltaico de dos ejes simulado.....	40
Tabla 6. Características de las configuraciones de sistema fotovoltaico propuestos. ...	42
Tabla 7. Orientaciones de las diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos utilizados en la simulación inicial.	45
Tabla 8. Comparación de la producción diaria eléctrica para una capacidad de 1 kWp para las tres configuraciones.....	47
Tabla 9. Comparación de la producción eléctrica anual para una capacidad de 1 kWp para las tres configuraciones.....	48
Tabla 10. Comparación de la producción anual eléctrica y agua para una capacidad de 2 kWp para tres configuraciones.	48
Tabla 11. Características de la configuración fija propuesta (FXA).....	52
Tabla 12. Comparación de la producción eléctrica anual para una capacidad de 2 kWp para cuatro configuraciones	54
Tabla 13. Comparación del desempeño de la propuesta mejorada FXA con las otras tres configuraciones iniciales.....	55
Tabla 14. Características de las configuraciones de sistema fotovoltaico propuestos.	61
Tabla 15. Concentración desempeño de las configuraciones propuestas	64
Tabla 16. Concentración de datos clave para la comparativa de configuraciones propuestas con arreglos tradicionales	69
Tabla 17. Meses considerados para cada trimestre del año.....	70
Tabla 18. Concentración de resultados trimestrales para la configuración FX.....	71
Tabla 19. Concentración de resultados trimestrales para la configuración 1E.....	72

Tabla 20. Concentración de resultados trimestrales para la configuración 2E. 74
Tabla 21. Concentración de resultados trimestrales para la configuración FXA. 76

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Motor-bomba Sun Pumps (SIJ 2.4-900P-180 BT). Recuperado de hoja técnica.....	32
Ilustración 2. Porción de datos proporcionado por el fabricante del motor-bomba Sun Pumps (SIJ 2.4-900P-180 BT). Recuperado de hoja técnica.....	32
Ilustración 3. Planta de OI instalada en ITSON, Obregón, Sonora, utilizando las membranas comerciales de la empresa Nitto Denko de Hydranautics, modelo SWC4 MAX de 8"x40" [51].	34
Ilustración 4. Paneles fotovoltaicos de forma fija [52].	38
Ilustración 5. Paneles fotovoltaicos en un eje [53].	39
Ilustración 6. Paneles fotovoltaicos de dos ejes [54]......	40

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comparativa de la generación eléctrica de 1 kWp para tres configuraciones en un día soleado.....	46
Gráfica 2. Comparativa de la generación eléctrica de 2 kWp para tres configuraciones en un día claro.	50
Gráfica 3. Curvas de producción de agua a 2 kWp para tres configuraciones y dos presiones en un día soleado.	51
Gráfica 4. Curvas de potencia para cada una de las orientaciones de la configuración FXA a 2 kWp.....	53
Gráfica 5. Curvas de generación eléctrica en un día soleado para las cuatro configuraciones estudiadas con capacidades instaladas diferentes, pero producciones de energía eléctrica.....	56
Gráfica 6. Comparación del comportamiento en la producción de agua de un día soleado para las cuatro configuraciones a 800 psi (5.52 MPa)	58
Gráfica 7. Comparación del comportamiento en la producción de agua de un día soleado para las cuatro configuraciones a 900 psi (6.21 MPa)	58
Gráfica 8. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora del año para cuatro configuraciones	59
Gráfica 9. Potencia eléctrica de configuraciones propuestas con tres orientaciones contra la configuración fija.....	63
Gráfica 10. Potencia eléctrica de configuraciones propuestas con cuatro orientaciones contra la configuración fija.....	64
Gráfica 11. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXB.....	65
Gráfica 12. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXC.....	66
Gráfica 13. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXD.....	66
Gráfica 14. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXE.....	67

Gráfica 15. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXF.	67
Gráfica 16. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración	72
Gráfica 17. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración	73
Gráfica 18. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración	75
Gráfica 19. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración	77

AGRADECIMIENTO

A Dios por la oportunidad de lograr una meta más en mi vida. A mi esposo por su paciencia durante el proceso. A mis padres por su apoyo e inspiración constante. Finalmente, al Dr. Cabanillas por guiarme durante la elaboración de este trabajo, así como compartir de su conocimiento y amplia experiencia.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. Introducción

Es bastante conocido que uno de los problemas más grandes que enfrenta la humanidad es la escasez de agua. El Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos 2019 [1] reporta que, desde la década de 1980, el uso del agua ha ido aumentando en 1% anual. Además, se espera que para el 2050, el consumo aumente en un 20 a 30% en comparación a los niveles actuales. Debido al limitado acceso se tiene a este importante recurso, está en riesgo la industria, la producción de alimento, así como el consumo humano de agua en un mediano plazo. Otra de las problemáticas es que el agua no se encuentra distribuida de manera homogénea en el mundo. En particular, según las Estadísticas del agua en México elaborado por la Comisión Nacional del Agua en 2018 [2], en el Norte del país se tiene la menor cantidad de agua disponible pero la mayor parte de la población. Está claro que es necesario encontrar soluciones que sean económica y ambientalmente viables.

Durante algunos años, ha despertado mucho interés las tecnologías de desalinización. Éstos utilizan procesos químicos, físicos y/o biológicos para separar el agua de su contenido elevado de sales que pueden ir hasta los 45,000 ppm [3]. En forma general, estos procesos deben enfrentar dos grandes retos: a. Bajar sus costos de construcción y operación, así como b. Alto consumo de combustibles fósiles de forma indirecta. En términos de huella de carbono, las plantas desaladoras actuales en todo el mundo emiten 76 millones de toneladas de CO₂ anuales que se acercarán a 218 millones de toneladas para 2040 [4]. Este último dato es equivalente a lo que producirían 22,820,940 casas promedio en un año por su consumo energético [5].

Los procesos más utilizados a nivel comercial son la ósmosis inversa (OI), Destilación Flash Multietapa (MFS, por sus siglas en inglés) y Destilación de Múltiple Efecto (MED, por sus siglas en inglés) [6], siendo los sistemas de OI los que tienen una mayor participación en el mundo por tener una mejor aplicación comercial a pesar de su alto consumo energético [4], [7].

De la mano con la necesidad de proveer agua limpia a la población, se encuentra la de hacerlo en una forma sostenible; acoplarlos a sistemas de energía renovables supone una alternativa importante. La energía renovable ha tomado mucha importancia en los últimos años derivado del impacto ambiental y el calentamiento global que han producido las tecnologías de generación de energía convencionales. Cada vez más países y organizaciones trabajan juntos para reducir las emisiones de carbono a la atmósfera y una de las acciones de mayor impacto es migrar de las tecnologías convencionales a las renovables, que aprovechan la energía eólica, solar, hidráulica, geotérmica, entre otras, siendo recursos renovables o inagotables con bajo o, en algunos casos, cero impactos ambientales en su proceso de generación de energía. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) considera la energía renovable como uno de los pilares para el futuro de la energía, derivado la rápida caída de costos e incremento en su eficiencia y entre los cuáles se destaca la energía solar fotovoltaica como una de las tecnologías líderes [8].

La necesidad de suplir la demanda de agua en el mundo, así como el uso de energía renovable por motivos ambientales, hace evidente que combinar estas tecnologías propone grandes beneficios, sobre todo para aquellas comunidades que se encuentran aisladas de la red eléctrica y que, además, no cuentan con agua potable suficiente para abastecer su requerimiento diario.

1.2. Antecedentes

Como se mencionaba en la introducción, existen diferentes procesos de desalinización, utilizando procesos biológicos, químicos y/o físicos para llegar a cabo la separación de las sales del agua. Cada uno tiene un impacto ambiental, consumo energético, costo y calidad de agua producida distinta. Ghalavand et. Al [9] presentan un diagrama señalando los procesos de desalinización, misma que se muestra en la Figura 1. Los autores destacan los procesos destilación de múltiple etapa, la destilación flash múltiple etapa y la ósmosis inversa como los que tienen un mayor uso comercial a nivel mundial.

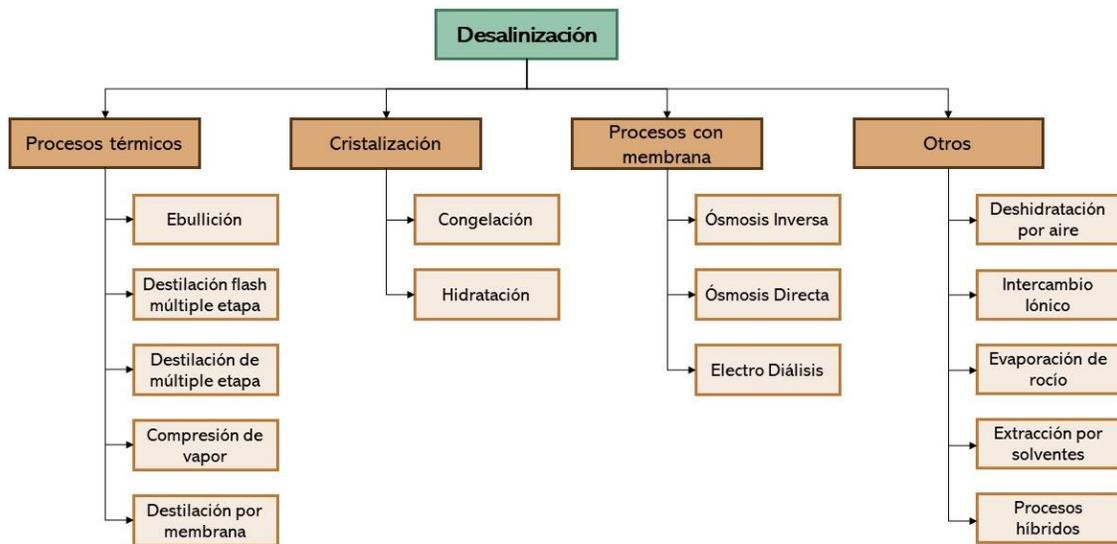


Figura 1. Métodos de Desalinización. Adaptación propia a partir de Ghalavand et. Al [9].

Comparado con los procesos térmicos antes mencionados, Dévora et. Al [10] consideran que la ósmosis inversa presenta ventajas importantes sobre ellos: el proceso se basa en separación mediante membrana semipermeable, por lo que no es necesario elevar la temperatura de entrada del agua, reduciendo su consumo energético; puede tratar tanto agua salobre como agua de mar; el costo inicial es por lo general más bajo. Así mismo se ha demostrado que es efectivo para eliminar inorgánicos contaminantes como sales disueltas, hierro ferroso, fluoruro, nitrato y metales pesados como el plomo, con membranas compuestas de película delgada mostrando el mejor rendimiento [11].

A pesar de que la Ósmosis Inversa tiene un menor consumo energético comparado a otras tecnologías, es una realidad que su consumo eléctrico sigue siendo elevado derivado de los sistemas de bombeo que requiere para su correcta operación. Esto, a su vez, es afectado directamente con el tipo de agua que se trata, ya que, a mayor salinidad, mayor la presión requerida por el proceso. Es debido a esto que se ha venido estudiando acoplar sistemas de energía renovable para alimentar eléctricamente los sistemas de Ósmosis Inversa, entre las cuales se destacan las ventajas que proporciona el uso de la energía solar fotovoltaica, sobre todo en lugares de alta incidencia solar como lo es México.

Los sistemas de generación con energía solar fotovoltaica han despertado bastante interés a nivel mundial gracias al incremento en su eficiencia y la muy notoria caída de precios. IRENA reporta que entre 2010 y 2019 el promedio ponderado total de los costos de los proyectos solares fotovoltaicos instalados disminuyó en el alrededor de 79% [12]. Estos sistemas se caracterizan por producir energía eléctrica en corriente directa, aprovechando el efecto fotovoltaico y tienen la gran ventaja de que puede utilizarse prácticamente en cualquier parte del mundo. Luque, A. et. Hegedus, S. [13] mencionan otras ventajas relevantes: la conversión de energía no genera emisiones nocivas al medio ambiente; tampoco tiene procesos termodinámicos o mecánicos intermedios; es una tecnología que se puede aplicar en pequeña y gran escala. Estas ventajas llevan a suponer que, en el futuro, las matrices energéticas del mundo dependerán en gran manera de sistemas solares.

Así mismo, desarrollos muy interesantes en la tecnología de motores eléctricos ha sido desarrollada en las últimas décadas. La evolución principal de estos motores reside en su capacidad de poder operar a diferentes potencias de alimentación, contar con imanes permanentes y no tener escobetillas, todas estas innovaciones han sido impulsadas por aplicaciones como: autos eléctricos, bombeo solar, aires acondicionados eficientes, rendimientos mejores y mayor durabilidad [14].

1.3. Justificación

En México, la problemática en el suministro de agua no es menor. Alrededor del 10% de la población mexicana no tiene acceso a agua potable, sobre todo en zonas rurales, que se encuentran fuera de la red eléctrica [15]. *“De acuerdo con los resultados de la Encuesta Intercensal de 2015 realizada por el INEGI, 31.0% de las viviendas de las comunidades rurales menores a 2,500 habitantes no cuentan con drenaje alguno, por lo que sus moradores defecan al aire libre, mientras que los habitantes de 40.0% de las viviendas tienen que acarrear el agua de fuentes relativamente cercanas, aunque en ocasiones el acarreo es de distancias considerables”* [19]. Aunado a esto, la mayor parte de la población indígena obtiene el agua para uso doméstico de manantiales, ríos, pozos, ojos de agua y arroyos, que en muchos casos no tienen un monitoreo adecuado, y muchas industrias y ciudades tienen a verter sus desechos en esos lugares [19].

En México, la población en la zona costera representa alrededor del 16% del total. De ellos, el rango de asentamientos menores a 15,000 habitantes es del 96%, que a su vez se consideran no urbanos o rurales, y la mayoría son de menos de 1000 habitantes por localidad. [16]. En este tipo de poblaciones, como en las antes mencionadas, también son ampliamente afectados por la pobreza económica y social, en muchos casos carentes de servicios urbanos (como agua potable y electricidad), así como altos niveles de contaminación. [17].

De las soluciones más prometedoras para atender esta problemática social es el uso de plantas de Ósmosis Inversa para desalar agua de mar o agua salobre, ya que puede tratar ambos tipos y puede instalarse a pequeña y gran escala de acuerdo con los requerimientos hídricos de la comunidad. Adicionalmente, tenemos la ventaja de que actualmente es posible producir energía limpia a través de sistemas fotovoltaicos, siendo esta tecnología cada vez más rentable, pueden operar desconectados de la red eléctrica, y particularmente México recibe abundante radiación solar durante el año en todo su territorio.

Una característica intrínseca de los sistemas de potencia fotovoltaica es la intermitencia de día a noche y a lo largo de tránsito solar, ya que la radiación solar incidente sobre los

módulos no permanece constante prácticamente nunca, esto tiene como efecto que la producción de potencia eléctrica este, a su vez, variando durante su funcionamiento. El poder mantener una potencia eléctrica constante obliga al uso de sistemas con baterías e inversores lo que eleva la inversión inicial del sistema y aumenta los costos de mantenimiento. Una alternativa a estos sistemas es el uso de “motores eléctricos de nueva generación”, los cuales, con electrónica de potencia, también de reciente desarrollo, pueden trabajar con potencia variable de alimentación, sin ver mermadas su desempeño [14][18].

Al suplir la energía de una planta de osmosis inversa usando motores de potencia variable con módulos fotovoltaicos, permitiría poder instalar sistemas de desalación solar en comunidades rurales o costeras con alguna fuente de agua de mar o con altos contenidos de sal, y de esta forma ofrecer una alternativa de bajo costo, de bajo mantenimiento y de operación robusta para estos poblados que actualmente carecen de este insumo indispensable.

Tal como cita el reporte de La Red Interamericana de Academias de Ciencias: *“Existe una relación bidireccional entre los problemas de agua y energía [...] El suministro de agua limpia utiliza una gran cantidad de energía, desde la extracción del pozo hasta el tratamiento (incluida la desalinización) y el bombeo y transporte al consumidor”* [19]. Es por lo anterior que se propone desarrollar un estudio que tenga como principal objetivo el siguiente:

1.4. Objetivo General

Simular el funcionamiento de una planta desaladora de agua de mar por ósmosis inversa acoplada a una bomba de carga variable; el sistema es energizado directamente por un arreglo de módulos fotovoltaicos.

1.5. Objetivos Específicos

- Modelar matemáticamente la radiación solar global diaria que puede incidir sobre un arreglo de paneles fotovoltaicos.
- Obtener los modelos matemáticos para cada componente del sistema de la planta desaladora.
- Integrar los distintos modelos en un solo software de simulación.
- Validar el programa de simulación con datos de la bibliografía.
- Estudiar paramétricamente el efecto de la producción de agua con la variación de la radiación solar.
- Estimar la producción anual del sistema para una ubicación determinada.

1.6. Metodología General

En este trabajo se estudia el desempeño de una planta de osmosis inversa acoplada a un sistema de producción de electricidad fotovoltaica en forma teórica. Para lo cual se desarrollan, y se acoplan modelos matemáticos de los distintos componentes, a saber; la potencia de salida de la planta, el flujo y la presión de salida de la bomba-motor y finalmente el flujo del permeado (agua destilada) en forma horaria a lo largo de todo un año.

Se requiere información climatológica del lugar donde se instalaría la planta para poder estimar la radiación solar directa normal y la radiación difusa, así como la temperatura y otras variables que afectan el desempeño de los módulos fotovoltaicos. Estos datos son obtenidos a partir de Años Meteorológicos Típicos (TMY, por sus siglas en ingles), que pueden ser encontrados en sitios web especializados.

Se corre la simulación de la operación de la planta a lo largo de un año para distintas configuraciones y, diferentes presiones de operación, obteniéndose un estimado de la producción total de agua dulce.

CAPÍTULO 2

ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS

En el presente capítulo se discute la revisión bibliográfica para la elaboración de esta tesis, desde el estado del arte de la Ósmosis Inversa y diversas formas en las que se ha buscado mejorar este proceso, principio de funcionamiento, hasta los sistemas fotovoltaicos y su acoplamiento a plantas de ósmosis inversa apoyado por motores de nueva generación.

2.1. Estado del Arte

La problemática actual del agua en el mundo ha llevado a estudiar alternativas para atenderla de una forma sustentable. La desalinización de agua salobre o agua de mar a través de Ósmosis Inversa es una de las mejores alternativas ya que presenta evidentes ventajas sobre otros procesos térmicos de uso comercial [10].

Igual que todo, el sistema de Osmosis Inversa no está libre de áreas de oportunidad. Entre ellos se encuentra la polarización por concentración, la cual es un fenómeno donde la concentración de solutos o partículas en las proximidades de la superficie de la membrana es más alta que en el resto del volumen a medida que el líquido pasa a través de la membrana. Esta capa estacionaria de partículas retenidas proporciona resistencia adicional al flujo de permeado y, además, aumenta la presión osmótica en la zona [20]. Como resultado del fenómeno, tanto la selectividad de la membrana como el flujo de permeado se ven afectados. En particular, ocurre una desviación del flujo que aumenta linealmente con la presión de conducción [21],[22]. Esto es importante ya que, conforme aumente la salinidad del agua que queremos tratar, deberemos aumentar la presión de conducción y, por lo tanto, existe una mayor probabilidad de presencia de la

concentración por polarización. Otro tema es el ensuciamiento de la membrana ya que es la causa principal de disminución del flujo de permeado y pérdida de calidad en el producto, por lo que este tiene una importante influencia en el diseño y operación de una planta de OI [23].

Aunado a los fenómenos anteriores, el proceso tiene un alto consumo energético a pesar de que no requiere elevar la temperatura del agua de entrada para llevar a cabo el proceso [24]. La razón por la que esto sucede reside en la necesidad de operar a altas presiones para lograr su proceso de separación. Además, conforme aumente la salinidad del agua de entrada, aumentará la presión que requiera el proceso y, por lo tanto, repercutirá en la energía consumida y en el dimensionamiento de la planta.

Diversos estudios han buscado reducir el consumo energético al agregar o combinar pasos de módulos de ósmosis inversa o también agregar etapas (grupo de pasos) conectadas en serie o paralelo con la intención de mejorar la cantidad y/o la calidad de la producción [21]; así mismo se ha buscado agregar dispositivos de recuperación de energía (ERD por sus siglas en inglés), aunque su uso es más recomendable en plantas grandes debido al alto costo de instalación [4], [25],[26],[27]. Otra de las contribuciones, que resulta ser la más importante, es acoplar los sistemas de OI a fuentes renovables de energía, ya que permite hacer el sistema más amigable con el ambiente y, además, brinda la oportunidad de suplir su demanda de agua a lugares donde la producción de energía es limitada o bien comunidades que no tienen acceso a la red eléctrica.

2.2. Ósmosis Inversa

La ósmosis inversa es un proceso mediante el cual se busca separar los elementos físicos de una sustancia, para conseguir un producto concentrado de estos elementos y un producto “libre” de ellos. Para entender cómo funciona se debe comprender qué es la ósmosis: fenómeno físico que está vinculado con el movimiento de una sustancia disolvente por medio de una membrana semipermeable. Una membrana semipermeable es aquella que solo deja pasar ciertas partículas a través de esta debido a su tamaño de los poros. En un proceso natural, como lo explica la Ley de Fick, una sustancia se mueve

de una zona de mayor concentración a una de menor concentración hasta alcanzar el equilibrio.

$$J = -D \frac{\partial C}{\partial x} \quad (1)$$

Ley de Fick, donde:

$$J = \text{Flujo difusivo} \left(\frac{\text{mol}}{\text{m}^2 \text{s}} \right)$$

$$D = \text{Coeficiente de difusión (Difusividad)} \left(\frac{\text{m}^2}{\text{s}} \right)$$

$$C = \text{Concentración (para mezclas ideales)} \left(\frac{\text{mol}}{\text{m}^3} \right)$$

$$x = \text{Posición (m)}$$

En el caso de la ósmosis para agua salada y debido a la presencia de la membrana semipermeable, sólo las partículas de agua podrán obedecer este principio, lo que provocará que tengamos una dilución de agua salada. Cuando esto ocurre, la presión en ambos lados de la membrana es igual. Si posteriormente se aplica una presión opuesta al flujo hasta llegar a cero, es decir, para detener la dilución, existirá una caída de presión del lado del permeando y este diferencial de presión se denomina *presión osmótica*. Si se continúa aplicando presión de tal forma que la presión aplicada es mayor a la presión osmótica, entonces se logrará el proceso de la ósmosis inversa (OI), donde en lugar de obtener la dilución del agua salada, obtendremos un permeado y un agua salada concentrada (salmuera) [30].

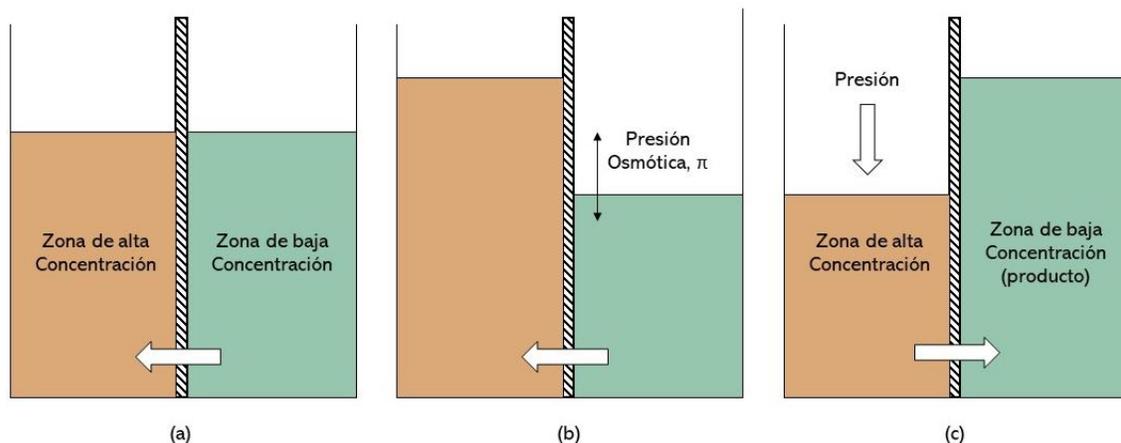


Figura 2. (a) Ósmosis, (b) Equilibrio osmótico, (c) Ósmosis Inversa. Adaptado de Muhammad Q. et. Al [31]

Como su nombre lo indica, la OI busca lo opuesto de la ósmosis y no se da de forma natural, ya que debe ser “forzado” mediante la aplicación de presión al sistema. Esta es la principal razón por la cual la OI es un proceso con alto costo eléctrico ya que requiere de bombas de alta presión que permitan vencer la presión osmótica de los sistemas. Esta presión también se ve afectada por la salinidad del agua a tratar, es decir, a mayor salinidad, mayor será la presión osmótica que debe vencerse.

Como ya se dejó en claro, la membrana semipermeable juega un papel fundamental. Para que el proceso pueda funcionar adecuadamente, se requiere que ésta tenga un rechazo de sal superior al 99.3% para producir un permeado aceptable, por debajo de los 500 ppm (las Normas Mexicanas aceptan para consumo humano a partir de 1000 ppm) [33], aunque claro esto también dependerá de la salinidad del agua tratada, así como la presión de operación. Estas membranas pueden estar elaboradas a partir de acetato de celulosa, membranas de polímero no celulósico, membranas compuestas interfaciales, entre otros, y la mejor opción dependerá del agua que se tratará, el flujo requerido, requerimiento de limpieza de las membranas, etc. Antiguamente, para tratar agua de mar se requería una presión de operación de hasta 1500 psi; con el avance de la tecnología ha sido posible disminuirla a 800-1000 psi, y en el caso de tratamiento de agua salobre se puede tratar en un rango de 150-400 psi. [30]

Para operar estas membranas, es necesario que éstas se encuentren en módulos que pueden ser configuradas de la siguiente forma: placa y marco, tubular, enrollado en espiral y fibra hueca. [31].

2.3. Sistemas Fotovoltaicos

Cada vez es más común ver el uso de sistemas fotovoltaicos para la producción de energía eléctrica tanto a pequeña y gran escala. Esto tiene que ver en gran manera con las claras ventajas que este tipo de tecnología supone para el usuario que van desde sus costos en un mediano plazo, hasta el cuidado al medio ambiente al generar electricidad. También tiene como ventaja que es amigable con el medio ambiente, es decir, no contamina aire ni emite sonido durante su operación, requiere un mantenimiento mínimo y puede generar energía durante toda su vida útil [28]. A pesar de que son dispositivos que son relativamente sencillos de utilizar, ha requerido del desarrollo y entendimiento de la física cuántica a través de varios años para tener lo que hoy conocemos como un módulo fotovoltaico.

Uno de los grandes colaboradores para que esto fuera posible fue Albert Einstein, quien ganó un premio Nobel por ser capaz de explicar el Efecto fotoeléctrico, el cuál es el principio que se aprovecha para crear el Efecto fotovoltaico y así poder producir energía eléctrica. El efecto fotoeléctrico es un fenómeno que se da debido a la exposición, de dos placas metálicas cercanas, a la luz y donde se creará un flujo de electrones de una placa a otra. Esto se debe a que la luz se constituye de partículas denominadas fotones, que son paquetes energéticos que pueden describirse tanto como onda electromagnética o como partícula, y que, al exponerse las placas metálicas a ella, le ofrece suficiente energía para generar el flujo de electrones [34]. El efecto fotoeléctrico es posible gracias a las propiedades de los metales que tienen enlace metálico y el conocido mar de electrones, por lo que se vuelve sencillo que, al tener un aporte energético externo, pueda provocar que estos electrones abandonen su posición en la estructura del metal.

Gracias a los aportes de Einstein, la ciencia pudo seguir avanzando y aprovecharla para producir lo que conocemos como el Efecto Fotovoltaico, el cual sucede al crear un diodo o unión p-n a partir de materiales semiconductores como el Silicio, dopado tipo-n y tipo-p, generalmente boro y fósforo, denominado celda fotovoltaica. Al exponerlos a la luz solar, se creará un flujo de electrones del lado n al lado p, hasta crear un campo electromagnético y eventualmente se alcanzará un equilibrio. Si adicionalmente, se conecta externamente mediante cableado, se logrará que, mientras siga a la exposición solar, exista un flujo de electrones que a su vez continuará de forma externa, teniendo en tanto una corriente eléctrica que se conoce como energía eléctrica. Bajo este funcionamiento, al unir varias celdas fotovoltaicas se construyen los módulos fotovoltaicos, que son los que se conocen en el mercado, tanto para uso residencial, comercial o de gran escala.

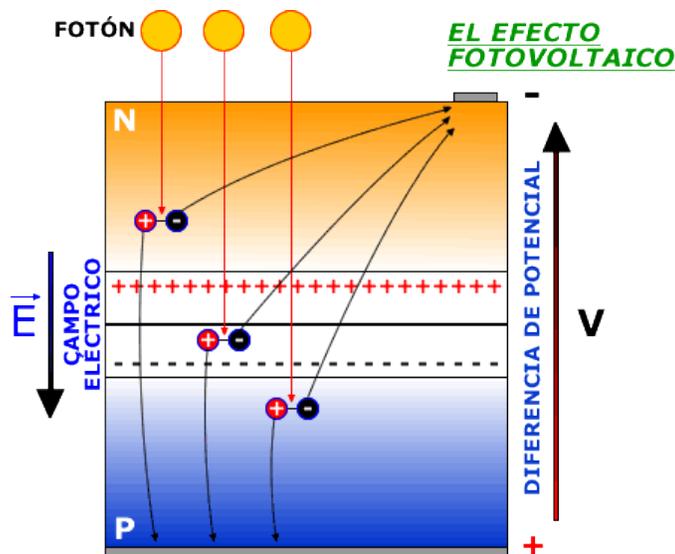


Figura 3. Flujo de electrones en una celda fotovoltaica provocada por la exposición a la luz solar (fotones). [50]

Como este tipo de generación de energía depende de factores climatológicos y no de una materia prima como gasolina o gas natural, para poder dimensionar una planta fotovoltaica es necesario conocer diversos parámetros de la ubicación donde se quiere instalar la planta, como radiación directa normal y difusa, temperatura, velocidad del viento, humedad, etc. Adicionalmente, es necesario que, para poder determinar el comportamiento y generación de energía por un año, es necesario tener la información

de la ubicación de por lo menos un año. De ahí la importancia de la existencia de los Años Típicos Meteorológicos (TMY, por sus siglas en inglés), que es una recopilación de datos climatológicos representativos de una zona por un periodo de tiempo, que sirven para predecir el comportamiento más esperado en un año para cada día y hora del año [32]. Estos datos son alimentados a simuladores, que, mediante modelos matemáticos de los paneles fotovoltaicos, pueden determinar la generación para un año o más y a su vez poder dimensionar el arreglo que se desee utilizar.

Existen diferentes tipos de módulos fotovoltaicos; entre los más conocidas y que se pueden encontrar de forma comercial están los policristalinos, monocristalinos y de película delgada, que varían en sus procesos de elaboración, pureza del semiconductor utilizado, eficiencia, resistencia a la temperatura, entre otros. Hoy en día, existe investigación para nuevos tipos de celdas fotovoltaicas, que, si bien aún no llegan a nivel comercial, desde hoy cuentan con mayores eficiencias, algunos arriba del 40%, muy por encima de las celdas comerciales. En la Figura 4 se observa una gráfica de las mejores eficiencias de celdas fotovoltaicas en investigación, en comparación con las comerciales, elaborado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés). También se encuentra como Anexo A al presente trabajo.

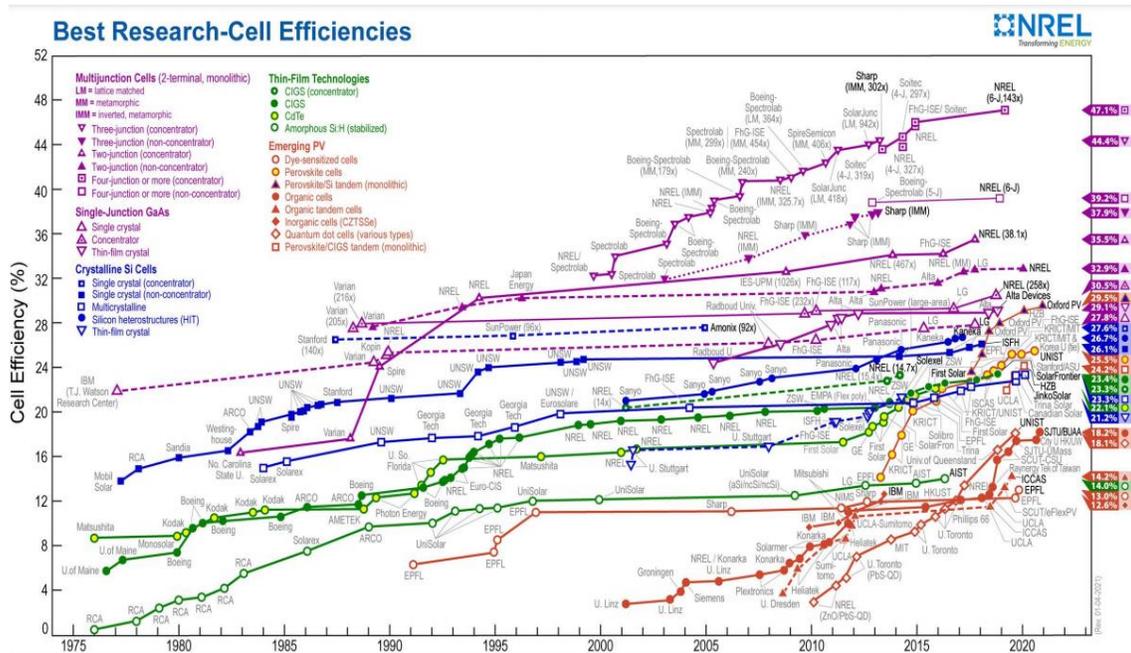


Figura 4. Mejores eficiencias de Celdas Fotovoltaicas en investigación. Información del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) [38]

Acoplar una planta de ósmosis inversa con un sistema fotovoltaico ha sido analizado por algunos autores. Gökçek [29], ha hecho un estudio de diferentes escenarios de producción de energía para alimentar a un sistema de OI desconectado de la red en la Isla Bozcada, Turquía a partir de 7 configuraciones considerando energía solar FV, eólica y una planta diésel. Los resultados arrojaron que, para una vida de 25 años, resulta más barato hacer una instalación mezclando energía FV y eólica o bien una combinación Diesel-Solar FV-Eólico. El estudio también presenta el costo nivelado de agua para los sistemas puros, es decir sólo diésel, sólo FV y solo eólico, donde se encontró que entre la configuración solar FV y la eólica, es más barata la solar. Esto brinda un panorama en dónde, no sólo la energía solar puede utilizarse en casi cualquier parte del mundo, sino que además resulta ser la más económica contra otras energías renovables.

Ahora, los sistemas FV acoplados a OI pueden estar incorporados a la red eléctrica o bien estar aislados, lo cual implica que la configuración de la planta debe ser distinta para cada situación. En el primer caso, permite operar nuestra planta 24/7 y no se vería

afectada por las variaciones climatológicas. Sin embargo, como el sistema FV produce energía en corriente directa (DC por sus siglas en inglés), para poder utilizar tanto la energía de la red eléctrica como la del sistema FV, sería necesario incorporar un inversor que convierte la corriente directa en alterna (AC, por sus siglas en inglés), implicando elevar los costos de instalación y de producción, además de reducir la eficiencia del proceso global; es por eso por lo que resulta más conveniente en plantas de alta producción. Para los sistemas aislados, se pueden incorporar inversores, sin embargo, presentan la gran ventaja de poder operar en condiciones de acoplamiento directo mediante motores con potencia variable (DC) simplificando el proceso, por lo que resulta más recomendable su aplicación para producciones más pequeñas. Para estos casos también es típico incorporar baterías, que permiten almacenar excedentes de energía, además de mantener la producción más estable durante el día y según el caso, operar de noche. A pesar de que las baterías es una tecnología prometedora, se encuentra en desarrollo y diversos estudios coinciden que utilizarlas incrementa el costo de instalación y mantenimiento, hacen el sistema más complejo y disminuye la eficiencia [28].

Otro de los dispositivos que pueden mejorar problemas de conexión, así como pérdidas en la producción de energía eléctrica en los sistemas fotovoltaicos son los optimizadores, con residencial o comercial por lo general. Estos dispositivos se colocan en cada uno de los módulos fotovoltaicos, manipulando la potencia antes de entrar al inversor (en la mayoría de los casos), aumentando el rendimiento energético [41]. Ejemplo de ello se muestra en el Anexo H.

2.4. Motores eléctricos de nueva generación

Para que un objeto se mueva, es necesario que sea impulsado por una fuerza motriz, que es un dispositivo que produce energía mecánica a través de otro tipo de energía como la térmica, eléctrica, gas, etc. Los motores se pueden clasificar en dos grandes ramas, según el tipo de la fuente de alimentación: motor de corriente directa (DC) y motor de corriente alterna (AC). A su vez, existen los motores DC sin escobetillas que se puede decir que es un intermedio entre estas categorías. Los motores en DC se han utilizado a través de los años para aplicaciones de control de velocidad y posición por la facilidad

en el control de torque, así como un buen rendimiento. En cambio, los motores AC tienen aplicaciones más generales, en su mayoría que implique aplicaciones de velocidad constante [39].

En particular, los motores DC tienen ventajas como las mencionadas, por la presencia de escobetillas en su diseño, a pesar de no ser costoso, requiere de mantenimiento continuo. Los motores DC sin escobetillas, o *brushless*, son aquellos que operan en corriente directa, mediante imanes, pero su diseño le permite tener mucho menor o nulo mantenimiento. Tienen un costo inicial alto, sin embargo, esto se compensa con larga vida útil y alta eficiencia [35]. Existen otros motores que están teniendo mayor auge en los últimos años, como los de reluctancia variable, que, para operar, en lugar de entregar de energía al rotor, se entrega en el bobinado del estator. Aunque este tipo de motores tienen mejor respuesta dinámica en comparación a los anteriores, aun no se siguen estudiando para llevarlos a nivel comercial y su aplicación aun es limitada [40].

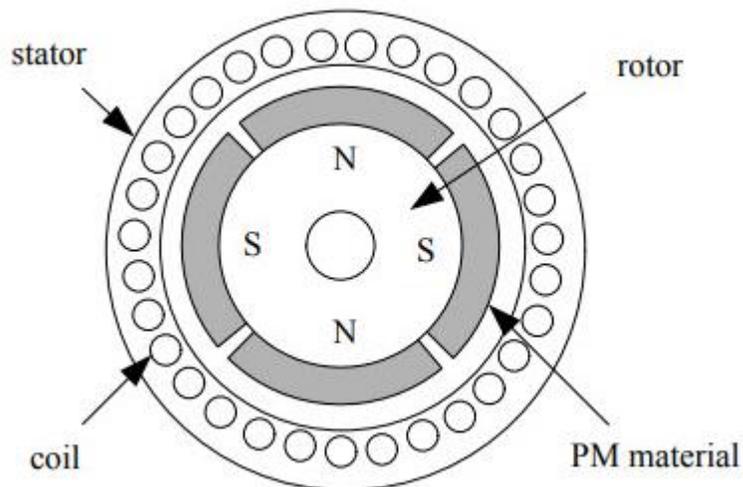


Figura 5. Componentes del motor sin escobetillas en corriente directa.

2.5. Sistemas Integrados

En particular, es limitado el número de investigaciones que se enfocan en estudiar plantas de OI directamente acoplados a sistemas FV sin otros dispositivos como recuperadores de energía, controladores de carga y/o baterías, aun así, se encuentran algunos con la presencia de motores de nueva generación. Entre ellos se encuentra el de Mohsen et. Jaber, [11], quienes utilizan un modelo de simulación para predecir la potencia específica de un sistema PV para 7 ciudades en Jordania, utilizando datos de salinidad del agua para la evaluación. El sistema FV está acoplado directamente a un motor DC, conectado a su vez a un “*gearbox*”, que es capaz de proporcionar torque suficiente para operar la planta de OI. Los resultados mostraron que el consumo de energía específico es directamente proporcional a la salinidad, siendo el rango analizado de 1000 a 10,000 mg/L de sólidos disueltos. Así mismo, para las mejores cuatro ubicaciones se encontró que la producción de agua anual va en el rango de 301 a 329 m³. Mohamed et al., 2008, [28], presenta resultados experimentales en laboratorio de un sistema de desalinización de agua de mar con un acoplamiento directo a una planta FV sin baterías equipado con un dispositivo de recuperación de energía hidráulica del tipo de bomba Clark. Adicionalmente se hace la comparación a un sistema basado en baterías. El sistema tiene un arreglo FV de 850 W conectado en el primer caso directamente a un motor tipo “*brushless*” de imanes permanente (motor de potencia variable) y en el segundo caso se conecta a un controlador de carga y a un banco de baterías. El estudio encontró que a pesar de que tenemos una mayor cantidad de energía disponible para operar en el sistema con baterías, tanto la calidad del producto como el costo de producción es mejor para el sistema acoplado directamente. Además, para una determinada radiación el sistema con baterías produce más permeado, pero solo en un 6.5%, lo que implica que no es justificable el incorporar al sistema un banco de baterías. Hay otros estudios como el de Freire-Gormaly et. Bilton, 2017 [36] que buscan cuantificar los efectos de la intermitencia en la operación de sistemas osmosis inversa, mostrando en sus resultados que este tipo de operación no tiene un impacto negativo significativo en el rendimiento de la membrana en el corto plazo.

Complementariamente, también hay otros estudios enfocados en el bombeo de agua solar para riego en donde se han acoplado sistemas FV con motores de potencia variable y cuyas observaciones pueden aplicarse a un sistema que alimenta a una planta OI. Sontake y Kalamkar, 2016, [37], evaluaron el estado del arte de los sistemas de bombeo solar desde el año 1975 al 2014, presentándonos estudios comparativos para estos sistemas contra aquellos donde se ha acoplado mediante un inversor. El primer caso permite que el sistema mantenga una mejor eficiencia y funcionan bien con motores tipo “*brushless*”, mismo que fue utilizado por Mohamed et al., 2008, [28]. La ventaja que ofrece el acoplamiento en AC es que se puede conectar el sistema a la red eléctrica para ingresar excedentes o bien, para surtir el sistema de bombeo en días nublados o de noche. Lo interesante del primer caso, es que funciona muy bien para pequeñas comunidades por la ventaja económica y la simplicidad de su operación.

En general, los sistemas integrados convencionales que se han estudiado se ven como el que se muestra en la Figura 6. Considerando todo lo anterior y que, a su vez, existen muchas comunidades pequeñas aisladas de la red eléctrica y con grandes necesidades de agua potable en México, se propone un sistema que pudiera funcionar autónomamente, por lo que el objetivo de este trabajo es simular el funcionamiento de una planta desaladora de agua de mar por ósmosis inversa. La planta de OI se establece que cuente con un motor de potencia variable, desincorporado de la red eléctrica y energizado solamente por un arreglo de módulos fotovoltaicos como se muestra en la Figura 7. El análisis se realizó de forma anual para una ciudad del Noroeste de México, donde el recurso solar es abundante y, además, la escasez de agua y la cercanía al agua de mar se combina.

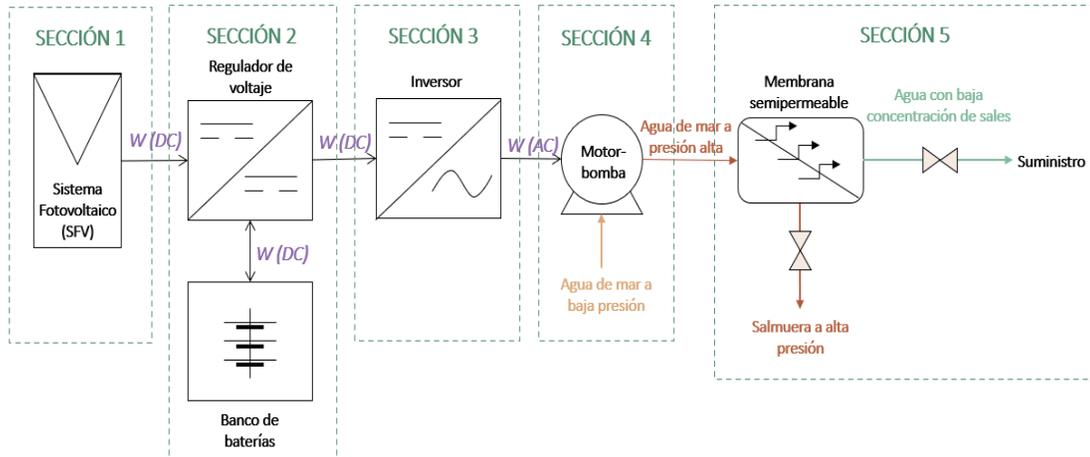


Figura 6. Sistema integrado convencional. Elaboración propia.

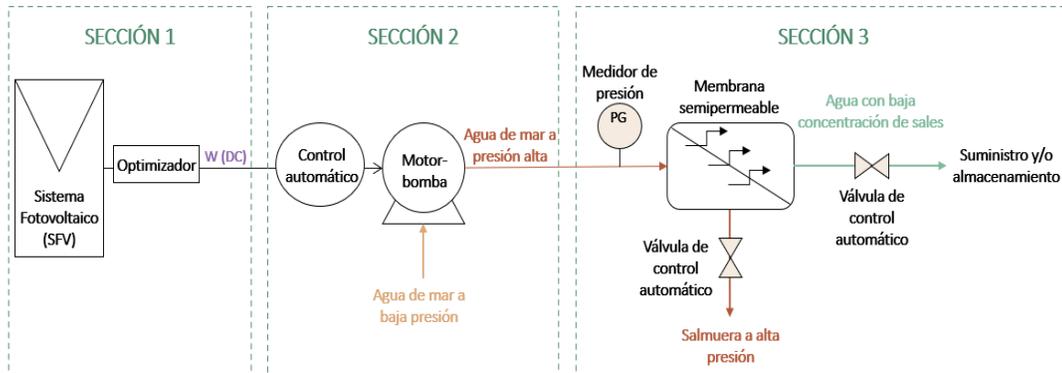


Figura 7. Sistema integrado de estudio. Elaboración propia.

CAPÍTULO 3

MODELO MATEMÁTICO Y ALGORITMO GENERAL

3.1. Descripción del sistema de estudio

Los sistemas de OI acoplados a plantas FV pueden variar en su configuración. Los sistemas tradicionales se ilustran en la Figura 6, contemplando por lo general cinco secciones que se componen del SFV, controlador de voltaje y banco de baterías, inversor, motor-bomba y planta OI. Cada uno tendrá una eficiencia, que impactará la eficiencia global del sistema. Por otro lado, el sistema propuesto se compone de tres secciones: sistema fotovoltaico (SFV), motor-bomba y planta de ósmosis inversa (OI), conectados como se ilustra en la Figura 8.

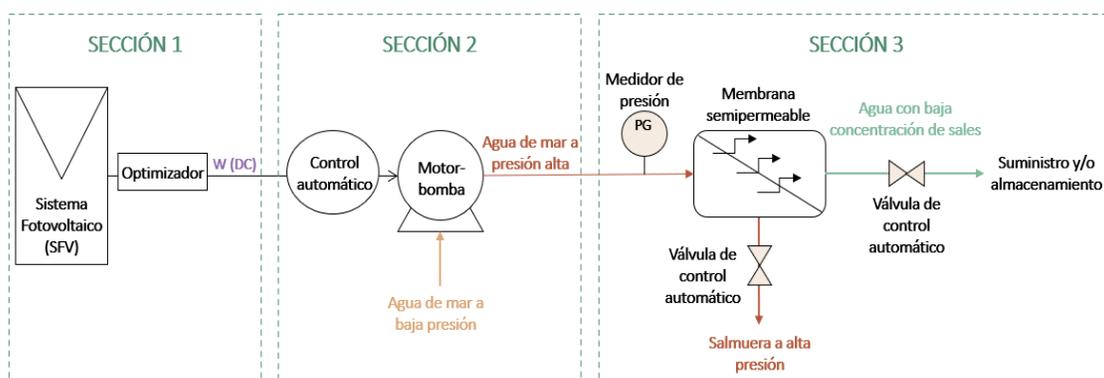


Figura 8. Sistema integrado de estudio. Elaboración propia.

La sección 1 consiste en un arreglo de módulos fotovoltaicos que comienza a producir energía eléctrica cuando sale el sol gracias al efecto fotovoltaico, de tal forma que se logra elevar la presión del agua de mar que se requiere para realizar la OI. Así mismo,

parte de la planta fotovoltaica cuenta con un optimizador de energía. Este optimizador tiene como principal función, como su nombre lo dice, optimizar la energía para evitar pérdidas por sombras, nubes, conexiones, etc. Para simular esta sección se utilizó el calculador del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) llamado *PVWatts* [42], el cuál proporciona una estimación de la producción energética para un sistema fotovoltaico determinado, utilizando la información del año típico meteorológico (TMY, por sus siglas en inglés) de la base de datos del NREL, *National Solar Radiation Database* (NSRDB).

La sección 2 del sistema global se compone de un motor-bomba, el cual consiste en un motor eléctrico de corriente continua con escobetillas de potencia variable y de una bomba mecánica de alta presión y bajo flujo, especial para aplicaciones solares. Adicionalmente, el motor eléctrico cuenta con un controlador automático, que es el que le permite regular la energía proveniente de la planta fotovoltaica, sin verse afectado por la variabilidad de la potencia suministrada. Una vez que recibe la energía suministrada por el SFV, la convierte en energía mecánica para elevar la presión del agua de mar, para posteriormente alimentar la planta de OI. Se obtuvo un modelo matemático con base en la información del fabricante para describir el comportamiento de esta.

Finalmente, la sección 3 es la planta de OI, la cual está constituida por 4 membranas comerciales especiales para tratamiento de agua de mar, las cuales ejemplifican en forma representativa la operación de una planta genérica de OI. Adicionalmente, a la salida del sistema se incorporan dos válvulas de control automático, mismas que controlan el flujo de salida de permeado y de rechazo para lograr la calidad deseada. En esta sección se establece una relación de 40/60 de razón de producción, es decir que del flujo total de agua de mar que entra al sistema, el 40% corresponderá a permeado o agua con baja concentración de sales y el 60% a rechazo o salmuera.

3.2. Modelos matemáticos

3.2.1. Sección 1: Sistema Fotovoltaico

Como se mencionó anteriormente, para simular esta sección se utilizó el calculador del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) llamado *PVWatts* [42], el cuál proporciona una estimación de la producción energética para un sistema fotovoltaico determinado, utilizando la información del año típico meteorológico (TMY, por sus siglas en inglés) de la base de datos del NREL, *National Solar Radiation Database* (NSRDB). La forma en que NREL logra esto es través de calcular el valor de la radiación total recibida para una ubicación determinada y considerando a su vez factores del TMY: temperatura ambiental, humedad relativa, radiación directa normal y difusa, así como la velocidad del viento. El Manual técnico de cómo funciona el PV Watts se proporciona como parte de este trabajo de tesis, en el Anexo B.

Para obtener dicha radiación total recibida sobre un panel fotovoltaico para una ubicación determinada, se utiliza la Ec. (2) [43], basado en el algoritmo de Perez 1990 [44]. Esta ecuación a su vez se subdivide en las Ecs (3) y (4).

$$\text{Radiación total} = \text{Radiación directa normal} + \text{Radiación difusa} + \text{Radiación reflejada} \quad (2)$$

$$I_t = I_{bt} + I_{dt} + I_{at}$$

$$I_t = I_b \cos \theta + I_d F_{c-s} + I_g \rho F_{c-p} \quad (4)$$

$$I_t = I_b \cos \theta + I_d \left(\frac{180 - \beta}{180} \right) + I_g \rho \left[1 - \left(\frac{180 - \beta}{180} \right) \right] \quad (3)$$

El componente I_{bt} hace referencia a la radiación directa normal (I_b) que recibe el panel fotovoltaico, y como se muestra en la ecuación 3 y 4, ésta es multiplicada por su ángulo de incidencia (θ), es decir, es el ángulo que existe entre la radiación directa que se recibe sobre el panel fotovoltaico a determinada hora del día debido a la posición del sol y la normal al panel fotovoltaico, teniendo un valor entre 0 y 90°. El componente I_{dt} hace referencia a la radiación difusa que incide sobre el panel fotovoltaico, que se compone de la radiación difusa (I_d) multiplicada por el Factor de vista (F_{C-S}), ya que a pesar de que la radiación difusa es bastante amplia, solo una parte de ella afectará el panel fotovoltaico dependiendo de la orientación a la que éste se encuentre sobre el plano horizontal. El factor de vista se calcula como se muestra en la Ecuación 4., considerando β como el ángulo que tiene el panel fotovoltaico con respecto a la horizontal. Por último, I_{at} corresponde a la radiación que es reflejada por el suelo. Ésta se compone de la radiación global horizontal (I_g), es decir, tanto la directa como la difusa, multiplicada por la reflectancia del piso, ρ , que para la tierra generalmente tiene un valor de 0.2 y también se debe considerar el Factor de vista del panel fotovoltaico al piso. Lo anterior se ilustra mejor en la Figura 9.

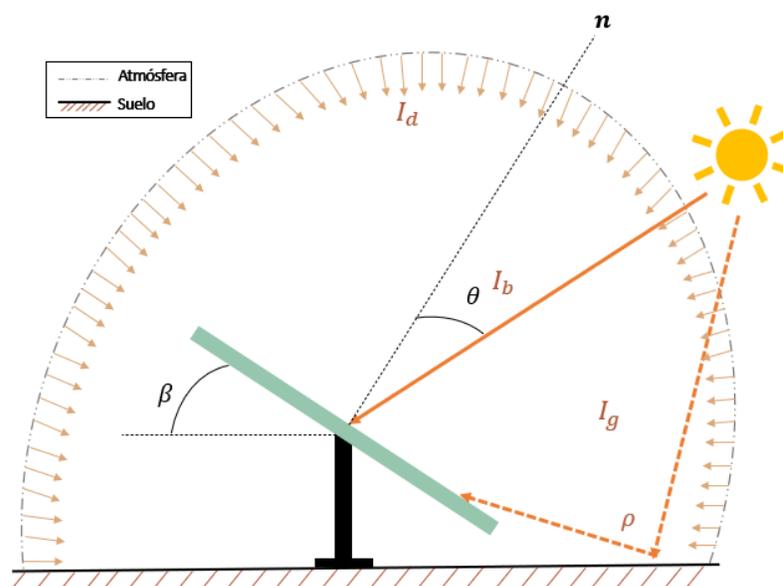


Figura 9. Diagrama de los componentes de la radiación total incidente sobre un panel fotovoltaico. Elaboración propia.

El resultado de la radiación incidente reside particularmente en la ubicación. Y es aquí, precisamente donde entra a jugar un papel bastante importante el TMY, que como se mencionó anteriormente, es una recopilación de datos climatológicos representativos de una zona por un periodo de tiempo, que sirven para predecir el comportamiento más esperado en un año para cada día y hora del año [32]. Los datos utilizados del TMY por parte del calculador se muestran en la Figura 10.

Month	Day	Hour	Beam Irradiance (W/m ²)	Diffuse Irradiance (W/m ²)	Ambient Temperature (C)	Wind Speed (m/s)	Plane of Array Irradiance (W/m ²)
1	1	0	0	0	13	1	0
1	1	1	0	0	12	1	0
1	1	2	0	0	12	1	0
1	1	3	0	0	11	1	0
1	1	4	0	0	11	1	0
1	1	5	0	0	11	2	0
1	1	6	0	0	11	2	0
1	1	7	354	18	13	2	125.864
1	1	8	740	45	16	2	541.645
1	1	9	879	58	20	1	731.831
1	1	10	945	65	23	1	738.842
1	1	11	972	71	26	1	711.042
1	1	12	981	72	27	1	697.419
1	1	13	969	70	27	2	717.333
1	1	14	923	70	27	2	742.653
1	1	15	843	61	26	3	719.563
1	1	16	668	45	22	3	433.127
1	1	17	0	0	19	3	0
1	1	18	0	0	17	3	0
1	1	19	0	0	15	2	0
1	1	20	0	0	15	2	0
1	1	21	0	0	14	1	0
1	1	22	0	0	13	1	0
1	1	23	0	0	13	1	0

Figura 10. Ejemplo de un día de datos arrojados por el Calculador de PV Watts (a)

En el lado superior izquierdo que se señala como *Month*, *Day* y *Hour* significa Mes, Día y Hora, respectivamente. Estos datos son relevantes, ya que el Calculador proporcionado datos horarios de forma anual, así que podemos procesar los datos de forma diaria horaria, mensual horaria, por estaciones, etc. Posteriormente en la figura se observa los datos de *Beam Irradiance*, *Diffuse Irradiance*, *Ambient Temperatura* y *Wind Speed*, que significa Radiación Directa, Radiación Difusa, Temperatura Ambiente y Velocidad de Viento, respectivamente, los cuales son datos que se toman del TMY para la ubicación determinada. Finalmente, en la tabla se observa *Plane of Array Irradiance* que significa la Radiación que incide sobre el o los paneles fotovoltaicos, con las características que se hayan definido inicialmente en la interfaz del calculador (Figura

11) y haciendo uso de la ecuación 2. El resto de los datos que proporciona el Calculador se muestran en la Figura 12.



Figura 11. Interfaz del calculador PV Watts [42]

Cell Temperature (°C)	DC Array Output (W)	AC System Output (W)
13	0	0
12	0	0
12	0	0
11	0	0
11	0	0
11	0	0
11	0	0
14.472	110.104	102.796
29.111	451.91	434.884
42.694	571.877	550.41
46.506	563.831	542.679
48.616	533.922	513.918
49.087	521.343	501.812
46.077	546.394	525.915
46.756	566.74	545.474
43.075	561.414	540.355
32.538	354.692	340.872
19	0	0
17	0	0
15	0	0
15	0	0
14	0	0
13	0	0
13	0	0

Figura 12. Porción de datos arrojados por el Calculador de PV Watts (b)

En la Figura 12, en el lado superior izquierdo se señala *Cell Temperature* (Temperatura de la Celda) el cual se calcula en función tanto de la temperatura que alcanza el o los módulos fotovoltaicos en operación. Este dato es de suma importancia, ya que todos los módulos fotovoltaicos en sus hojas técnicas vienen acompañados de este dato, sin embargo, durante la operación rara vez esto se mantiene y, además, entre más alta sea la temperatura, menor será la producción eléctrica del mismo. Esto mismo es considerado mediante el modelo matemático de NREL para el cálculo y efecto de la temperatura de la celda fotovoltaica [45] donde señalan que la temperatura del módulo se ve afectado por la construcción, el tipo de seguimiento, condiciones ambientales (temperatura, radiación, velocidad del viento, etc.) y la eficiencia de conversión. El modelo considerado es el mostrado en la Ecuación 5. Para más información sobre el modelo se incluye el Anexo C.

$$T_{mod} = \frac{\left((hc)(T_a) + (hr_s)(T_s) + (hr_g)(T_g) + (\alpha)(H_0) + (\alpha)\left(\frac{\Delta H}{L}\right) \right) (1 - e^{-L}) + (\alpha)(\Delta H)}{hc + hr_s + hr_g} + (T_{mod_0})(e^{-L}) \quad (5)$$

Donde

T_{mod} = temperatura del modulo, K

T_a = temperatura ambiente, K

T_s = temperatura ambiental, K

T_g = Temperatura del suelo o del techo, K

hc = coeficiente total de transferencia de calor por convección ($W/m^2 - K$)

hr_s = coeficiente radiativo h/t hacia ambiente ($W/m^2 - K$)

hr_g = coeficiente radiativo h/t hacia el piso ($W/m^2 - K$)

α = absortividad del módulo ($< 3.5 \mu m$)

H_0 = Irradiancia sobre el modulo (POA) del paso de tiempo anterior (W/m^2)

ΔH = Cambio del POA del paso del tiempo anterior (W/m^2)

Además,

$$L = -(hc + hr_s + hr_g) \left(\frac{\Delta t}{mc} \right)$$

Donde,

m = masa del módulo por unidad de área superficial (kg/m^2)

c = calor general específico del módulo ($J/kg - K$)

$$mc = 11,000 \frac{J}{m^2} - K \text{ (para INOCT* de } 48^\circ C), 1.1E4(1 + INOCT - 48/12) \text{ (para INOCT } > 48^\circ C)$$

Δt = Paso del tiempo (s)

*NOTA: Temperatura de funcionamiento nominal instalada de la celda (INOCT)

Así mismo, en la Figura 12 se considera el *DC Array Output* y el *AC Array Output*, que significa Potencia de Salida del arreglo fotovoltaico en Corriente Directa y Corriente Alterna, respectivamente. En el primer caso, el modelo es dado por la Ecuación 6 [43].

$$P_{dc} = \frac{I_{tr}}{I_{ref}} P_{dc0} [1 + \gamma(T_{cell} - T_{ref})] \quad (6)$$

Donde,

I_{tr} = Radiación transmitida al POA (W/m^2)

I_{ref} = Radiación de referencia ($1000 W/m^2$)

P_{dc0} = "Specified nameplate DC rating" (W)

$\gamma = \text{Coeficiente de Temperatura } (\%/^{\circ}\text{C})$

$T_{cell} = \text{Temperatura de la celda } (K)$

$T_{ref} = \text{Temperatura de referencia } (25^{\circ}\text{C})$

Cabe mencionar, que el valor de γ dependerá del tipo de módulo seleccionado, que, en particular, el Calculador considera tres tipos: Estándar, Premium y de Película Delgada, con los valores que se muestran en la Tabla 1. Para determinar esos valores, NREL elaboró un análisis estadístico de más de 11000 módulos que componen su base de datos.

Tabla 1. Información general de los módulos fotovoltaicos considerados por el Calculador de NREL, *PVWatts* [43]

Tipo de módulo	Eficiencia	Tipo de cubierta	Coeficiente de temperatura (γ)
Estándar	~15%	Vidrio	-0.47 (% / °C)
Premium	~19%	Vidrio antirreflejante	-0.35 (% / °C)
Película Delgada	~10%	Vidrio	-0.20 (% / °C)

Adicionalmente, a la Potencia resultante, se le debe restar el efecto de las pérdidas del sistema, que son valores que pueden ser modificados por el usuario, aunque tienen un valor preestablecido de 14.08%. Las pérdidas que se incluyen en este valor son las que se muestran en la Tabla 2, junto a los valores preestablecidos por el Calculador, aunque como se mencionó, pueden ser modificados por el usuario.

Tabla 2. Pérdidas en el sistema considerados por Calculador de NREL, *PVWatts*, para el cálculo de Potencia en Corriente Alterna en el sistema fotovoltaico [43]

Mecanismo de pérdida	Valor predeterminado
Ensuciamiento	2.0%
Sombreado	3.0%
Nieve	0.0%
Discordancia (Mismatch)	2.0%
Cableado	2.0%

Conexiones	0.5%
Degradación inducida por luz	1.5%
Valor de placa	1.0%
Edad	0.0%
Disponibilidad	3.0%

La Potencia de Salida del arreglo fotovoltaico en corriente alterna toma en cuenta la potencia de salida en DC, la eficiencia del inversor más las pérdidas del sistema. Cabe aclarar que esta Potencia en AC no es de interés para la presente tesis, dado que el sistema de estudio no contempla el uso de inversor, por lo que no se revisará el modelo matemático para determinar la eficiencia del inversor.

Los modelos anteriormente mencionados, cubren el sistema fotovoltaico a excepción del optimizador, el cual es parte de la sección 1 de acuerdo con la Figura 8. Este último tiene como función principal optimizar la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos al manipular la tensión y la corriente. Generalmente, se utiliza un optimizador por módulo fotovoltaico, sin embargo, avances en el campo han permitido desarrollar nuevos modelos de optimización en donde no es necesario utilizar un equipo por panel, como los son los de la empresa SMA. Los optimizadores en general ofrecen ventajas como mejorar la salida de potencia en condiciones de sombreado, días nublados, diferencias en las orientaciones derivado de distintos métodos de seguimiento en un mismo *string* [41]. Por practicidad, este dispositivo no fue considerado para las simulaciones del presente estudio.

Una vez calculada la Potencia de Salida en corriente directa de los arreglos fotovoltaicos considerados, esta información es alimentada al modelo matemático del motor-bomba que se describe a continuación.

3.2.2. Sección 2: Motor-bomba

La sección 2 del sistema global se compone de un motor-bomba, el cual consiste en un motor eléctrico de corriente continua con escobillas de potencia variable y de una bomba mecánica de desplazamiento positivo de alta presión y bajo flujo, especial para aplicaciones solares. El motor eléctrico recibe la energía suministrada por la planta FV y la convierte en energía mecánica para elevar la presión del agua de mar hasta 800-900 psi (5.52-6.21 MPa), para posteriormente alimentar la planta de OI.

Para fines de este estudio se seleccionó un motor-bomba comercial que cumpliera los requerimientos de presión y la característica de potencia variable, dado el comportamiento de una planta fotovoltaica durante el día. Se seleccionó una bomba solar “*High Pressure Plunger Pump*” modelo SIJ 2.4-900P-180 BT de la marca SunPumps (Ilustración 1), la cual puede suministrar una presión de hasta 1200 psi (8.27 MPa). El motor-bomba funciona correctamente con la energía fotovoltaico, dado que tiene un control automático que es especial para trabajar con energía solar diseñado para maximizar el suministro de agua y, de igual forma, proveyendo protección eléctrica al motor-bomba y al controlador. Algunas de las características del controlador se incluyen en el siguiente listado [46]. Para más información del Controlador, se agrega como Anexo D y E información detallada del mismo proporcionada por el fabricante.

- Aumento de la corriente para satisfacer los requisitos de carga.
- *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) que significa seguimiento del punto máximo de potencia. Este mecanismo está relacionado con encontrar el punto en donde la combinación de la corriente y el voltaje nos den el máximo valor de potencia, como su nombre lo indica, y es un mecanismo que generalmente viene integrado en los inversores. Esto quiere decir que el motor-bomba seleccionado nos provee funciones adicionales a elevar la presión del flujo de agua mediante la bomba, permitiendo el mejor aprovechamiento de la energía producida por el sistema fotovoltaico.



Ilustración 1. Motor-bomba Sun Pumps (SIJ 2.4-900P-180 BT). Recuperado de hoja técnica.

A partir de los datos proporcionados por el fabricante, se desarrolló un modelo matemático que predice el flujo volumétrico de salida (F , L/min) en función de la presión (P , psi), la eficiencia (η ,%) y la potencia eléctrica de entrada proveniente del sistema fotovoltaico (W_e , en W). Una parte de la información proporcionada se muestra en la Ilustración 2.

SunPumps High Pressure Plunger Pump **Model SIJ 2.4-900P-180 BT**

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	120	1.18	1.78	6.7	142	177	0%
100	231	70	120	1.86	1.77	6.7	223	279	35%
200	462	141	120	2.65	1.76	6.7	318	398	48%
300	693	211	120	3.30	1.75	6.6	396	495	58%
400	924	282	120	3.93	1.74	6.6	472	590	64%
500	1155	352	120	4.55	1.73	6.5	546	683	69%
600	1386	423	120	5.27	1.72	6.5	632	791	71%
700	1617	493	120	5.85	1.71	6.5	702	878	74%
800	1848	563	120	6.46	1.70	6.4	775	969	76%
900	2079	634	120	7.15	1.68	6.4	858	1073	77%

Ilustración 2. Porción de datos proporcionado por el fabricante del motor-bomba Sun Pumps (SIJ 2.4-900P-180 BT). Recuperado de hoja técnica.

La Ilustración muestra una relación de datos que se pueden interpretar de la siguiente forma: A una potencia tal dada por el sistema fotovoltaico (*Solar array watts* o bien,

wataje del sistema fotovoltaico), el motor del motor-bomba recibirá un porcentaje de esa energía en el rango de 20% menor (*Motor watts* o bien, wataje del motor). Cabe aclarar que, de acuerdo con las Tablas proporcionadas por el contratista, el controlador fija el voltaje del motor y la variación se da en la corriente o amperaje. Dicha energía se convertirá en energía mecánica en la bomba de desplazamiento positivo, que es la encargada de elevar la presión del agua de entrada, de acuerdo con la primera columna del lado izquierdo. Para revisar la curva característica del motor-bomba, así como las tablas completas con la información del fabricante, revisar Anexo F.

Para obtener el modelo matemático se utilizó el método de regresión múltiple de potencia con base a los datos del Anexo F. Este modelo es similar el método de regresión lineal, pero es un caso particular, en donde la variable dependiente, es función de dos o más variables. De acuerdo con el método, inicialmente se predice que la ecuación resultante tendrá la forma de la Ec. 7 y 8 [47].

$$y = a_0 x_1^{a_1} x_2^{a_2} \dots x_m^{a_m} \quad (7)$$

Donde,

$y = \text{variable dependiente}$

$x_1, x_2, x_m = \text{variables independientes}$

$a_0, a_1, a_2, a_m = \text{constantes resultantes}$

Posteriormente, se aplica logaritmos a dicha ecuación, quedando de la forma:

$$\log y = \log a_0 + a_1 \log x_1 + a_2 \log x_2 + \dots + a_m \log x_m \quad (8)$$

En esta forma, la ecuación se vuelve adecuada para aplicar una regresión lineal múltiple. Para ello es necesario convertir los datos que se desean trabajar a logaritmo (base 10), y posteriormente se generan ecuaciones expresadas en forma matricial que pueden

resolverse mediante la eliminación de Gauss, dando como resultado los valores de las constantes. Este tipo de método se puede llevar a cabo en ambiente de Excel.

Para el motor-bomba, se considera que la variable dependiente es el flujo (F), y las demás variables que la afectan son la presión (P) a la que entra el flujo de agua salada de entrada, la potencia eléctrica de entrada al motor (W_e) y finalmente la eficiencia del sistema. La ecuación resultante se muestra como ec. 9, donde se encontró como constantes: $a=0.107696465$, $b=-0.9634172$, $c=0.98458023$ y $d=0.918544098$.

$$F = aP^b W_e^c \eta^d \quad (9)$$

Esta ecuación es la que se utilizó para calcular el flujo de entrada de agua salada a la planta de ósmosis inversa.

3.2.3. Sección 3: Planta de Ósmosis Inversa

Finalmente, la sección 3 es la planta de ósmosis inversa, la cual está constituida por 4 membranas comerciales de la empresa Nitto Denko de Hydranautics, modelo SWC4 MAX de 8"x40", especiales para tratamiento de agua de mar, que son ejemplificadas en forma representativa la operación de una planta genérica de OI. Las membranas seleccionadas se muestran en la Ilustración 6.



Ilustración 3. Planta de OI instalada en ITSON, Obregón, Sonora, utilizando las membranas comerciales de la empresa Nitto Denko de Hydranautics, modelo SWC4 MAX de 8"x40" [51].

Esta sección también incluye el uso de un medidor de presión a la entrada, con la intención de monitorear el flujo del agua salda a tratar. Esta señal es alimentada a las válvulas automáticas que se encuentran a la salida de la planta de OI, ya que, dependiendo de la señal recibida por el medidor, se mantendrán cerradas para promover el aumento de la presión si este no ha llegado a la deseada, o bien abrirán una vez alcanzada la presión adecuada para la correcta operación de la planta. La presión necesaria para la operación de la planta está en función de la salinidad del agua de entrada [24]. Este acoplamiento tiene una capacidad de 10 L/min, que se considera de producción mediana, el rechazo de sales es de 99.8% y soporta una presión máxima de 1,200 psi (8.27 MPa) de acuerdo con la información proporcionada por el fabricante, que se incluye en el presente trabajo como Anexo G.

Para modelar la Planta de Ósmosis Inversa se establece una relación de 40/60 de razón de producción, es decir que del flujo total de agua de mar que entra al sistema, el 40% corresponderá a permeado o agua con baja concentración de sales y el 60% a rechazo o salmuera, de acuerdo con la Ec. 10.

$$F_{\text{agua salada}} = F_{\text{permeado}} + F_{\text{rechazo}} \quad (10)$$

$$F_{\text{agua salada}} = (F_{\text{agua salda}})(0.4) + (F_{\text{agua salada}})(0.6)$$

3.3. Algoritmo General

El algoritmo general de la simulación sigue el orden de la Figura 8 y se ejemplifica mejor en la Figura 13.

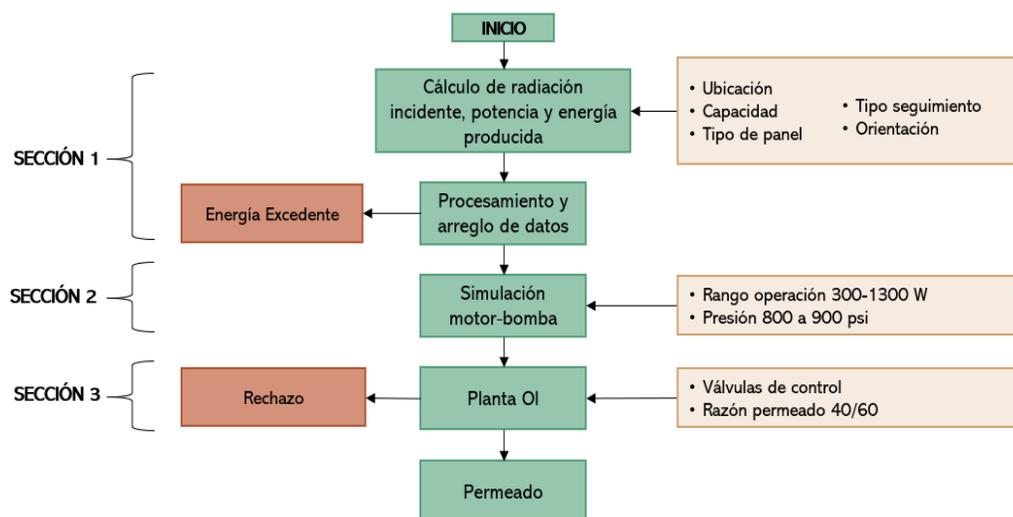


Figura 13. Algoritmo general de la simulación del sistema fotovoltaico acoplado directamente con una planta de ósmosis inversa.

Inicialmente, mediante el calculador de NREL, *PVWatts*, se lleva a cabo el cálculo de la radiación incidente, potencia y energía producida como se explica en la sección 3.1. de la presente tesis. Para llevar a cabo dicho cálculo, es necesario introducir al calculador la ubicación de interés, que la capacidad instalada deseada para el sistema fotovoltaica, el tipo de panel fotovoltaico que se considerará, así como su tipo de seguimiento y orientación, en caso dado de que sea sólo fijo.

Una vez ingresada dicha información, se hace un procesamiento y arreglo de datos en donde se considera las pérdidas de energía por la bomba y así mismo se excluye de la simulación la energía excedente, es decir, aquella energía eléctrica que no puede ser utilizada por el sistema por que se encuentra fuera de los rangos de operación del motor-bomba. Posteriormente, esto se alimenta al simulador del motor-bomba que considera el rango de operación y comienza a operar cuando la potencia es superior a los 300 W, así como la presión de operación necesaria para alimentar a la planta de Ósmosis

Inversa. El resultado de esta simulación es el flujo de entrada a la planta, en Litros por minuto (LPM), de forma diaria horaria para todo un año.

Finalmente, el flujo entra a la simulación de la planta de ósmosis inversa, en donde se considera la razón de flujo de 40/60, obteniendo como producto el permeado y como subproducto el rechazo.

En el caso del sistema fotovoltaico estudiado, se realizaron diversas simulaciones con capacidad instaladas y arreglos diferentes con la intención de comparar las potencias obtenidas, así como la producción de agua tanto a 800 psi como 900 psi.

3.4. Estudios paramétricos

En este apartado se revisarán las variables estudiadas, así como aquellas consideraciones que se tomaron en cuenta en la simulación de cada una de las secciones del sistema de la Figura 8 de estudio, para posteriormente pasar al análisis de resultados en el Capítulo 4 de la presente tesis.

3.4.1. Sección 1: Sistema Fotovoltaico

Como se comentó anteriormente, para hacer uso del Calculador de NREL, es necesario definir la siguiente información: Ubicación, capacidad instalada del sistema fotovoltaico, tipo de panel, tipo de seguimiento y orientación, en caso de ser necesario. Para el presente caso de estudio se eligió la Ciudad de Obregón, Sonora, México, dado que en el Instituto Tecnológico de Sonora (ITSON) se encuentra una Planta de Ósmosis Inversa en la que se basó esta tesis. Otro de los puntos importantes a considerar, fue la cercanía con el mar, localizado a alrededor de 129 km de distancia.

El tipo de panel seleccionado para el presente estudio fue el Estándar, con las características mencionadas en la Tabla 1 del presente capítulo. Se consideraron las pérdidas consideradas por el Calculador de forma automática, con un valor del 14.08%. En cuanto a los siguientes datos necesarios para llevar a cabo los Cálculos, se describe de acuerdo con cada tipo de seguimiento analizado.

3.4.1.1. Configuración fija (FX)

Las instalaciones fotovoltaicas fijas son aquellas que no contemplan partes móviles para seguimiento solar, como se observa en la Ilustración 4, por lo que su costo de instalación resulta bajo con bajo mantenimiento o nulo. Sin embargo, al no tener la posibilidad de seguir al sol, su producción es menor a las que cuentan con seguimiento. Su uso generalmente se da para instalaciones residenciales y comerciales, por su bajo costo de instalación.



Ilustración 4. Paneles fotovoltaicos de forma fija [52].

Para este estudio, se simuló la producción de agua con un sistema fotovoltaico fijo de 2 kWp y 2.5 kWp, con las características que se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características del sistema fotovoltaico fijo simulado.

Capacidad	Inclinación	Acimut
2 kWp	25°	180°
2.5 kWp	25°	180°

3.4.1.2. Configuración un eje (1E)

Las instalaciones fotovoltaicas de un solo eje son aquellas que contienen partes móviles que permiten el seguimiento solar, generalmente alineándose de norte a sur para dar el seguimiento solar de este a oeste. Su costo inicial es más elevado y los dispositivos que permiten la movilidad para el seguimiento requieren de mayor mantenimiento a lo largo

de su vida útil. Aunque este tipo de instalaciones aumentan la producción de energía eléctrica, son comúnmente solo utilizadas en plantas a gran escala por su relación precio-beneficio. Éstas se ven como la Ilustración 5.



Ilustración 5. Paneles fotovoltaicos en un eje [53].

Para este estudio, se simuló la producción de agua con un sistema fotovoltaico de un eje con una capacidad de 2 kWp, con las características que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Características del sistema fotovoltaico de un eje simulado.

Capacidad	Giro de seguimiento	Acimut
2 kWp	± 45 grados desde la horizontal.	180°

3.4.1.3. Configuración dos ejes (2E)

Las instalaciones fotovoltaicas de dos ejes son aquellas que, al igual que el de un eje, contienen partes móviles que permiten el seguimiento solar, solamente que en este caso uno de sus ejes se encuentra alineado de norte a sur y el otro de este a oeste. Esto permite que se pueda aumentar la producción de energía eléctrica, ya que el seguimiento solar es prácticamente directo. A pesar de que este seguimiento es muy prometedor, aumenta el costo es mayor que el de un eje y, además, vuelve el mantenimiento más complejo [48]. Estos se ven como la Ilustración 9.



Ilustración 6. Paneles fotovoltaicos de dos ejes [54].

Para este estudio, se simuló la producción de agua con un sistema fotovoltaico de dos ejes con una capacidad de 1.7 kWp y 2 kWp, con las características que se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Características del sistema fotovoltaico de dos ejes simulado.

Capacidad	Elevación solar	Acimut
1.7 kWp	0-90°	0-180°
2 kWp	0-90°	0-180°

3.4.1.4. Configuraciones fijas propuestas

Adicional a las configuraciones anteriores, y partiendo de la necesidad de encontrar soluciones de bajo costo, pero con el mayor rendimiento posible para aplicaciones en comunidades desconectadas de la red eléctrica, se propuso el análisis de configuraciones que fueran totalmente fijas en instalación, pero con tres y cuatro orientaciones distintas a las habituales, como se muestra en la Figura 14 y 15.

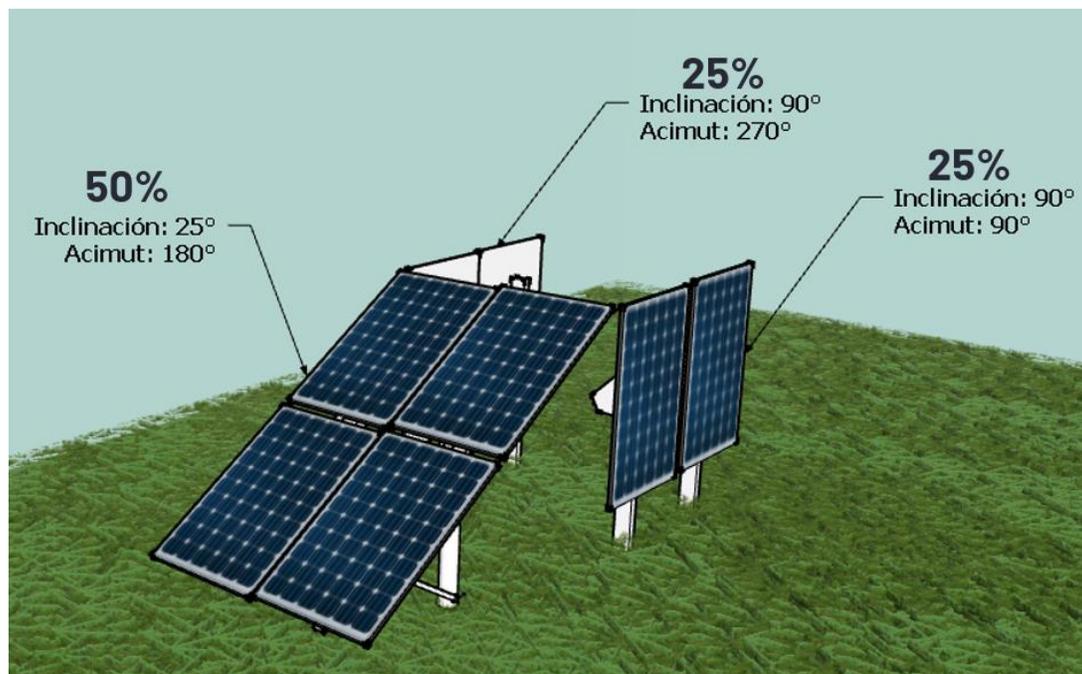


Figura 14. Configuraciones de paneles fijos propuesta con tres orientaciones (FXA). Elaboración propia.

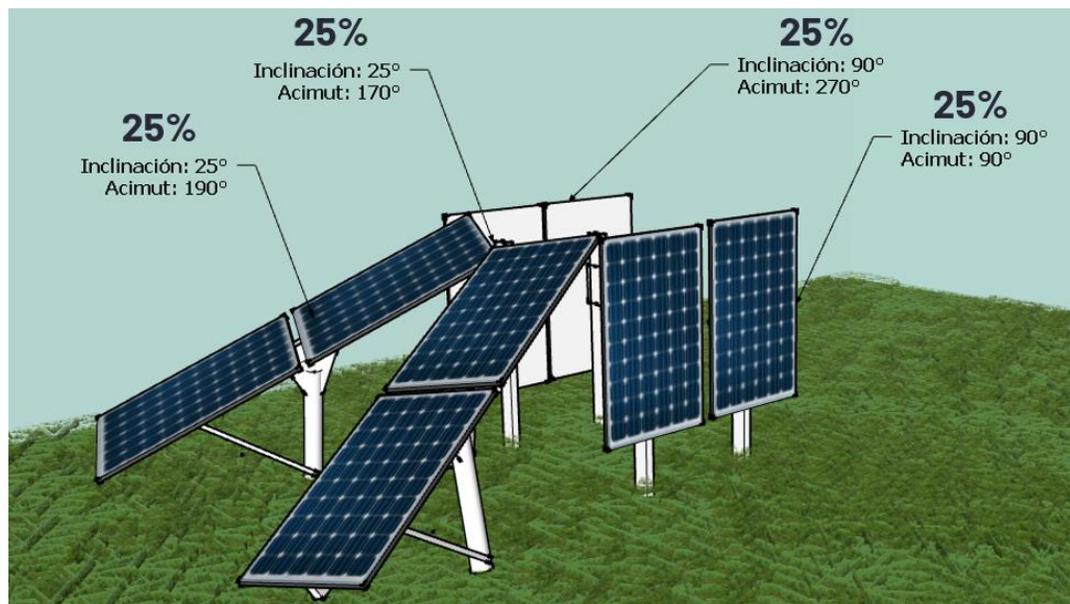


Figura 15. Configuraciones de paneles fijos propuesta con cuatro orientaciones (FXE). Elaboración propia.

Se propusieron diferentes configuraciones para simular con la planta de OI y evaluar sus efectos, con la intención de “recrear” el seguimiento solar sin la necesidad de contar con partes móviles. Las diferentes orientaciones evaluadas, así como los nombres asignados, se presentan en la Tabla 6. En ella, de igual manera, se menciona la aportación a la capacidad; tomando como ejemplo la FXA, esto quiere decir que del total de su capacidad instalada que es 2.8 kWp, el 50% (1.4 kWp) tiene una inclinación de 25° y un acimut de 180°, mientras que las siguientes orientaciones tendrán una participación de 25% (0.7 kWp cada una).

Tabla 6. Características de las configuraciones de sistema fotovoltaico propuestos.

No. de secciones con diferentes orientaciones	Clave de Identificación	Capacidad (kWp)	Orientación	Aportación a la capacidad total
3	FX-A	3.1	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 90° Acimut: 90°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 270°	25%
	FX-B	2.5	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 70° Acimut: 110°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 250°	25%
	FX-C	2.5	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 70° Acimut: 100°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 260°	25%
4	FX-D	2.5	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 100°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 260°	25%
	FX-E	2.8	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 90°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 270°	25%
	FX-F	2.5	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 110°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 250°	25%

Para el caso de estas configuraciones propuestas, se obtuvo la potencia eléctrica para cada una de las orientaciones y posteriormente se hizo un cálculo aritmético de su aportación basado en el porcentaje designado. Esto es posible, dado que se incluye en

el sistema fotovoltaico el uso del optimizador de potencia, que resuelve cualquier problema de conexión y los fenómenos de sombreados que se dan en los arreglos fotovoltaicos cuando se conecta un grupo de módulos fotovoltaicos con orientaciones distintas, como se da en las instalaciones directa en techos.

3.4.2. Sección 2: Arreglo de datos y simulación del Motor-bomba

Una vez obtenida la potencia eléctrica para cada una de las configuraciones analizadas, esta información pasa al arreglo y procesamiento de datos, en dónde se toma en cuenta el rango de operación de la bomba para determinar cuál será la energía aprovechada. Tomando en cuanto los datos proporcionados por el fabricante (Anexo F), se determinó que la potencia ideal a la que podría comenzar a operar la bomba es 300 W. Adicionalmente, el fabricante limita la operación de la bomba a 1294 W, pero por practicidad se definió su límite como 1300 W. Estos dos valores se definen como el rango de operación de la bomba (300 W-1300 W). De ahí que, la potencia generada por el sistema fotovoltaico anterior a los 300 W o por encima de los 1300 W se considera energía excedente y que no puede ser aprovechada por el motor-bomba. Así mismo, del total de la potencia eléctrica generada por los arreglos fotovoltaicos, se debe eliminar el 20%, derivado de pérdidas entre el sistema fotovoltaico, el controlador y el motor-bomba. Para términos prácticos, se asume que las pérdidas por el uso del optimizador se encuentran dentro de este 20%.

Una vez llevado a cabo el arreglo y procesamiento de datos, la información necesaria es alimentado a la Ecuación 9, la cual considera los valores para los parámetros indicados en la sección 3.2. 2.. En este caso, la ecuación determina el flujo de salida del motor-bomba (F , LPM), que es a su vez el flujo de entrada a la planta de ósmosis inversa. Como se explicó anteriormente, este flujo varía en función de la presión (P , psi) que deseamos que alcance el agua de alimentación, depende de igual manera de la potencia eléctrica aprovechada por el motor bomba (W_e , Watts) y finalmente, de la eficiencia del motor-bomba (η , %).

$$F = aP^b W_e^c \eta^d \quad (9)$$

Para el sistema de estudio, la presión a la que debe ingresar el agua de alimentación a la planta de Ósmosis Inversa debe ser de por lo menos 800 psi. Esto se debe a que, por ser agua de mar, la salinidad de esta es mucho más elevada, generalmente de 32,000 ppm, por lo que requiere de alta presión para vencer la presión osmótica de la membrana semipermeable de una forma eficiente. De ahí que, se considera que la presión se mantendrá fija a 800 psi o 900 psi. Lo que se elija en la interfaz del simulador. La presión P seleccionada dependerá de la calidad del permeado que se desee como producto, dado que, a mayor presión, tendremos una mejor calidad de agua de salida, pero un menor flujo. En el caso de la potencia eléctrica W_e , ésta será la potencia eléctrica que se determine a partir del arreglo y procesamiento de datos.

Finalmente, la eficiencia del motor-bomba, η , es un valor variable de acuerdo con los datos proporcionados por el fabricante. Sin embargo, y considerando que la presión de operación se mantiene constante para fines de esta simulación, se sacó un promedio de la eficiencia con base en los datos del fabricante, resultando en 74.8%.

Con lo anterior, se lleva a cabo la simulación del motor-bomba, determinando el flujo de entrada a la planta de Ósmosis Inversa (para 800 o 900 psi), para cada hora del año.

3.4.3. Sección 3: Planta de Ósmosis Inversa

La última parte del sistema global es el de la Planta de Ósmosis Inversa, que es donde sucede la separación de las sales para obtener el agua permeada o limpia. Como se explicó en el apartado 3.2.3., esto se calcula en función del porcentaje de salida que la literatura indica que obtendremos por tratar agua de mar, 40/60. De ahí que, una vez obtenido el flujo de entrada a la Planta, se calcula el porcentaje que obtendremos como permeado y como rechazo. Aquí finaliza el proceso de simulación, pasando al análisis de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS, ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

Una vez determinadas las metodologías (y los modelos matemáticos) para cada una de las secciones que componen el sistema global y se llevaron a cabo las simulaciones en hoja electrónica (Excel), se obtuvieron datos de producción de agua limpia en forma horaria a lo largo de un año, tanto para 800 psi como para 900 psi. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las corridas para varias configuraciones, pero para los mismos datos de TMY, se incluyen análisis y discusión de estos.

4.1. Simulaciones iniciales

Inicialmente, con el fin de comparar la producción eléctrica total anual de un sistema fotovoltaico se seleccionaron tres configuraciones con una potencia pico de 1 kW. La primera configuración (FX) consiste en 1 kWp fijo orientado al sur y con una inclinación de 25°, la segunda configuración (1E) es de 1 kWp horizontal con seguimiento en un eje que está orientado Norte-Sur, y finalmente la tercera configuración (2E) es de 1 kWp con seguimiento en dos ejes. En la Tabla 7 se resumen las distintas orientaciones estudiadas en esta etapa. Se elaboró un análisis de un día, posteriormente de un análisis anual y finalmente de análisis estacional.

Tabla 7. Orientaciones de las diferentes configuraciones de sistemas fotovoltaicos utilizados en la simulación inicial.

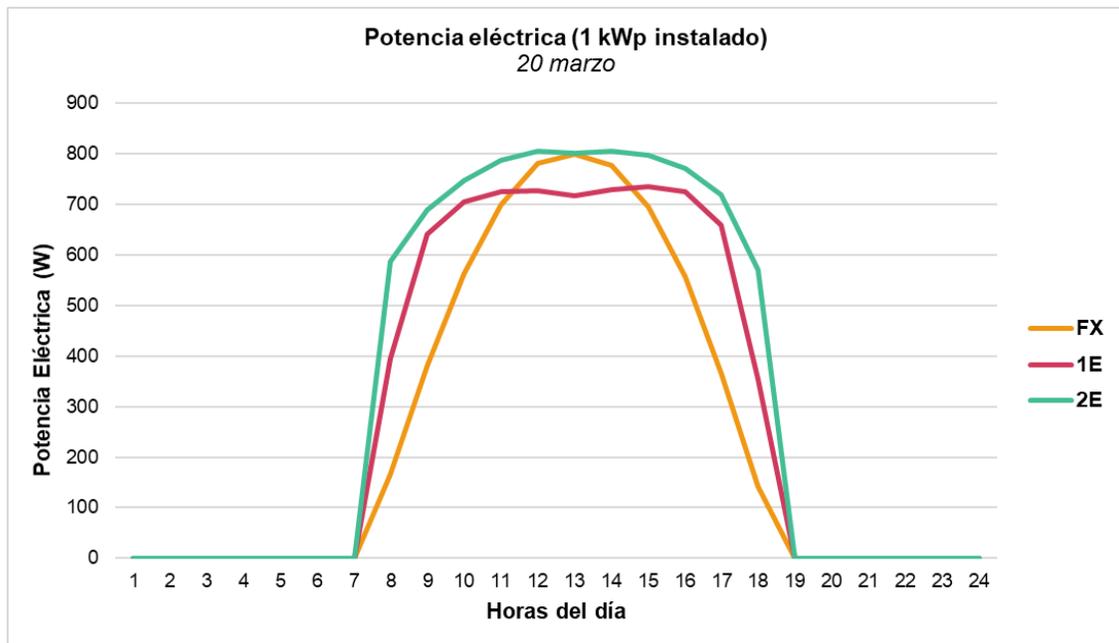
Configuración	Orientación
---------------	-------------

Fija (FX)	Inclinación: 25°	Acimut: 180°
Seguidor en un eje (1E)	Inclinación: $\pm 45^\circ$	Acimut: 180°
Seguidor en dos ejes (2E)	Inclinación: ± 45	Acimut: 180°

4.1.1. Análisis diario

Para observar el comportamiento horario de la producción eléctrica de cada configuración, se seleccionó un día claro que nos permitiera ver el comportamiento “ideal” del sistema fotovoltaico, que para este caso resultó ser el 20 de marzo. En la Gráfica 1 se muestran tres curvas distintas, las cuales representan la evolución de la producción eléctrica horaria a lo largo del día y donde se puede observar como la generación inicia alrededor de las 7 horas para terminar 12 horas después, siendo las 19 horas para cada una de las configuraciones. Sin embargo, y como es lo esperado, conforme aumenta la radiación incidente, la configuración fija (FX) tiene un comportamiento senoidal, con un máximo muy pronunciado a medio día solar, en contraste las configuraciones con seguimiento (1E y 2E) que presentan una especie de meseta que se alarga varias horas, manteniendo una producción más estable.

Gráfica 1. Comparativa de la generación eléctrica de 1 kWp para tres configuraciones en un día soleado



Sobre la potencia eléctrica también es importante notar que, para este día en particular, la potencia requerida para la operación del motor-bomba, es alrededor de las 8:30 horas para el FX, mientras que tanto para el de 1E como para el de 2E, la potencia se alcanza poco después de que comienza a generar electricidad el sistema fotovoltaico. De igual manera, considerando la potencia máxima a la que puede operar el motor-bomba, 1300 W, ninguna de las configuraciones alcanza esta potencia durante el día, por lo que se puede decir que, para este día en particular, no se está aprovechando al máximo la planta de Ósmosis Inversa.

La mayor producción eléctrica es para el caso de las configuraciones con seguimiento de un eje y dos ejes, siendo superiores a las de la configuración fija en 28% y 36% respectivamente como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Comparación de la producción diaria eléctrica para una capacidad de 1 kWp para las tres configuraciones

PRODUCCIÓN	FIJO (FX)	1 EJE (1E)	2 EJE (2E)	COMPARATIVO FX-1E	COMPARATIVO FX-2E
Generación (kWh)	5.92	7.11	8.08	20.01%	36.29%

4.1.2. Análisis anualizado

En forma anual la generación eléctrica sigue un comportamiento muy similar a los mostrados para un solo día, pero se marca más la diferencia entre las tres configuraciones quedando en forma final los valores que se muestran en la Tabla 9, donde se observa como el arreglo con un eje produce casi un 19% más que el FX, valor que es menor del obtenido para un día claro, y el de seguimiento 2E produce 39% más comparado con el FX, mayor que el obtenido para un día claro.

Tabla 9. Comparación de la producción eléctrica anual para una capacidad de 1 kWp para las tres configuraciones

PRODUCCIÓN	FIJO (FX)	1 EJE (1E)	2 EJES (2E)	COMPARATIVO FX-1E	COMPARATIVO FX-2E
Generación (kWh)	1833.34	2178.96	2549.70	18.85%	39.07%

Para operar a plena capacidad el sistema de OI, es necesario suministrar la cantidad de potencia correcta y esta a su vez dependerá de la capacidad instalada de los SFV, como se mencionó en la sección anterior. Para ello, derivado del análisis anualizado con una capacidad instalada de 1 kWp, se decidió estudiar capacidades mayores ya que no se estaba aprovechando de forma adecuada la Planta de OI. De ahí que se estudiaron capacidades de 1.5, 2, 2.5 y 3 kWp, encontrándose que para los 2 kWp se tiene un mejor aprovechamiento, con base en la relación entre generación y excedente. Los resultados se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Comparación de la producción anual eléctrica y agua para una capacidad de 2 kWp para tres configuraciones.

CONCEPTO	FIJO (FX)	1 EJE (1E)	2 EJES (2E)	COMPARATIVO FX-1E	COMPARATIVO FX-2E
Generación (kWh)	3666.67	4357.92	5099.40	18.85%	39.07%
Excedente (kWh)	141.42	95.90	52.12	-32.19%	-63.14%
Relación Generación/Excedente	3.86%	2.20%	1.02%	N/A	N/A
Conteo de horas de operación del sistema	3253.00	3662.00	3935.00	12.57%	20.97%
Aprovechamiento del sistema (usando referencia 2E)	82.67%	93.06%	100.00%	N/A	N/A
Permeado (800 psi - 5.52 MPa) - L/año	545,888	662,318	785,558	21.33%	43.90%
Permeado (900 psi - 6.21 MPa) - L/año	487,329	591,270	701,289	21.33%	43.90%
Comparativa de permeado entre 800 y 900 psi (Con respecto a 800 psi)	10.73%	10.73%	10.73%	N/A	N/A

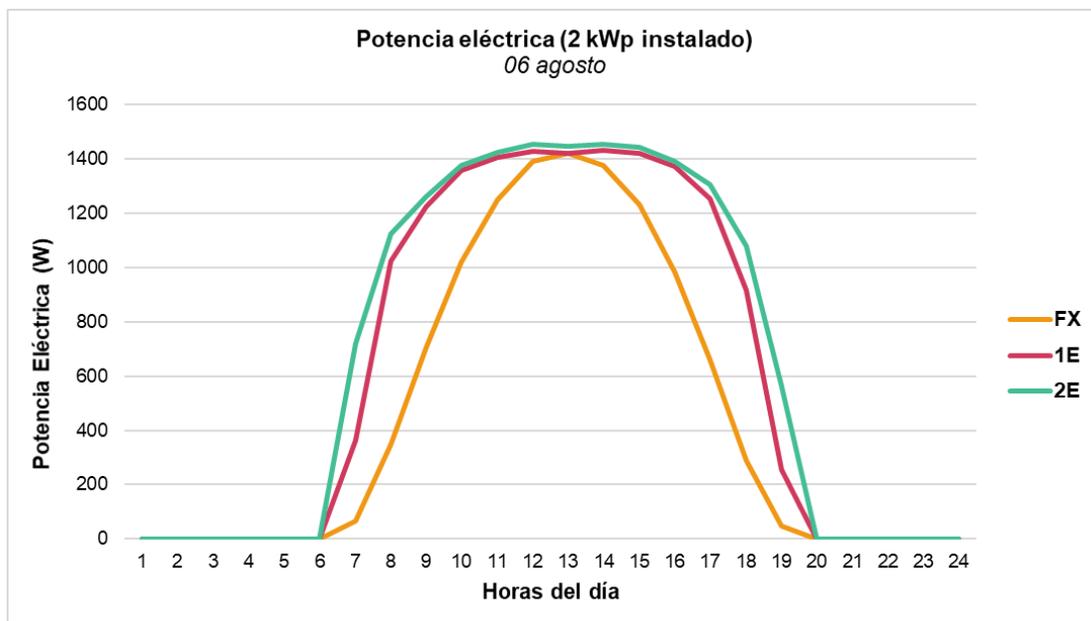
En esta tabla se incluye, además, el término de excedentes, el cual muestra la sumatoria de la cantidad total de energía eléctrica que no puede ser utilizada por el sistema ya que se encuentra fuera del rango de operación de la bomba (300-1300 W), así mismo, se incluye el término de conteo de horas de operación cuando el motor-bomba está operando. Finalmente se incluye la producción de permeado (agua potable) tanto para una presión de 800 como de 900 psi (5.52 y 6.21 MPa respectivamente).

El sistema con seguimiento solar en dos ejes aprovecha al máximo la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos, no existe un arreglo mejor, por lo cual la energía producida por el 2E se usa de referencia para comparar los otros dos arreglos (el FX y el 1E), en el renglón 5 de la Tabla 10, se incluye el término “Aprovechamiento del Sistema” que se refiere al porcentaje del tiempo de operación para el arreglo correspondiente comparado con las horas de operación del 2E. Se puede observar que el fijo FX tiene un 83% y el 1E el 93%, esto significa que la planta OI trabaja un 17% y un 7% menos con estos sistemas respectivamente. La producción de agua total anual para cada sistema también fue incorporada en la Tabla 10, mostrando que ésta es directamente proporcional (como se esperaba), a la producción energética. De igual forma, se comparan las producciones entre los distintos arreglos y la presión de operación. como una comparativa de permeado entre 800 y 900 psi, que para todas las

configuraciones se encontró que la Planta de Ósmosis Inversa produce 11% más permeado a 800 psi.

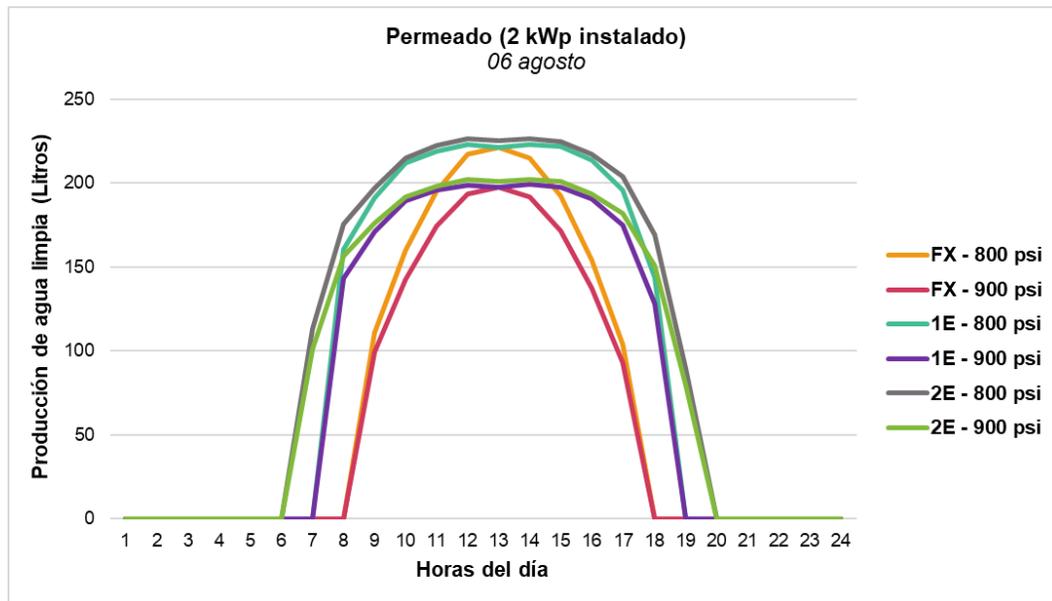
En forma ilustrativa en la Gráfica 2 se presenta la generación eléctrica horaria de los tres sistemas para un día claro, el día 6 de agosto, distinto al anteriormente presentado. En ella se puede observar como el sistema 2E produce mayor cantidad de energía que el 1E y que el FX. Este comportamiento es prácticamente igual todos los días a lo largo de todo el año.

Gráfica 2. Comparativa de la generación eléctrica de 2 kWp para tres configuraciones en un día claro.



En la Gráfica 3 se muestra la producción de permeado para el mismo día 6 de agosto, aquí se grafican las producciones horarias con cada arreglo y para las dos presiones de operación (800 y 900 psi - 5.52 y 6.21 MPa). Cabe señalar que las horas de operación son distintas para los tres sistemas siendo el 2E el que presenta el mayor tiempo de producción siendo seguido por el 1E y finalmente el FX que para este día tiene 4 horas de operación menos que el 2E. También en esta grafica se puede observar gráficamente como la producción de agua es menor a más alta presión.

Gráfica 3. Curvas de producción de agua a 2 kWp para tres configuraciones y dos presiones en un día soleado.



Aunado a esto, la Gráfica 3 también muestra que el sistema se comporta de acuerdo con la literatura que dice que, al utilizar una mayor presión con la intención de mejorar la calidad del agua o bien, disminuir los sólidos disueltos en el permeado, la producción de permeado disminuirá, como se mencionó anteriormente.

Al evaluar las tres configuraciones, resulta claro que tanto la de seguimiento en un eje y dos ejes presentan los mejores resultados de producción energética y de agua, con una ligera diferencia entre ellos. A pesar de ello, es posible que para sistemas de pequeña producción no se justifique la inversión económica de instalación y de mantenimiento de sistemas de seguimiento solar. Aquí la pregunta es: ¿se puede encontrar un arreglo tal que se tenga las ventajas de ambos tipos de sistemas, mayores horas de funcionamiento con menor costo inicial y de mantenimiento? Con esta idea en mente se trabajó en una propuesta mejorada.

4.2. Propuesta mejorada

Se propone una nueva configuración de módulos fijos donde la diferencia con la ya analizada reside en que la instalación se llevaría a cabo con tres orientaciones distintas y donde se definió el porcentaje de aportación para cada una de ellas, como se muestra en la Tabla 11. El modelo consistiría en el arreglo mostrado en la Figura 16, con la intención de lograr una distribución más uniforme de la potencia eléctrica entregada por la planta solar, así como igualar la producción eléctrica de un sistema de seguimiento en un eje, sin el inconveniente del costo inicial y del mantenimiento inherente de estos sistemas móviles.

Tabla 11. Características de la configuración fija propuesta (FXA)

Clave de Identificación	Orientación	Porcentaje de aportación
FXA	(1) Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
	(2) Inclinación: 90° Acimut: 90°	25%
	(3) Inclinación: 90° Acimut: 270°	25%

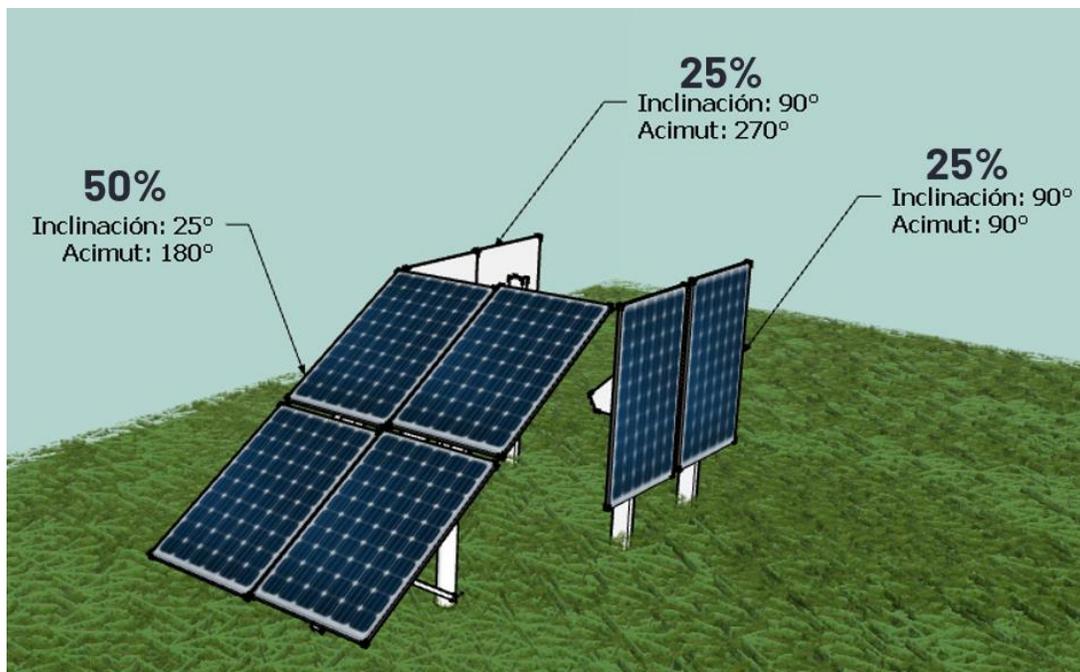


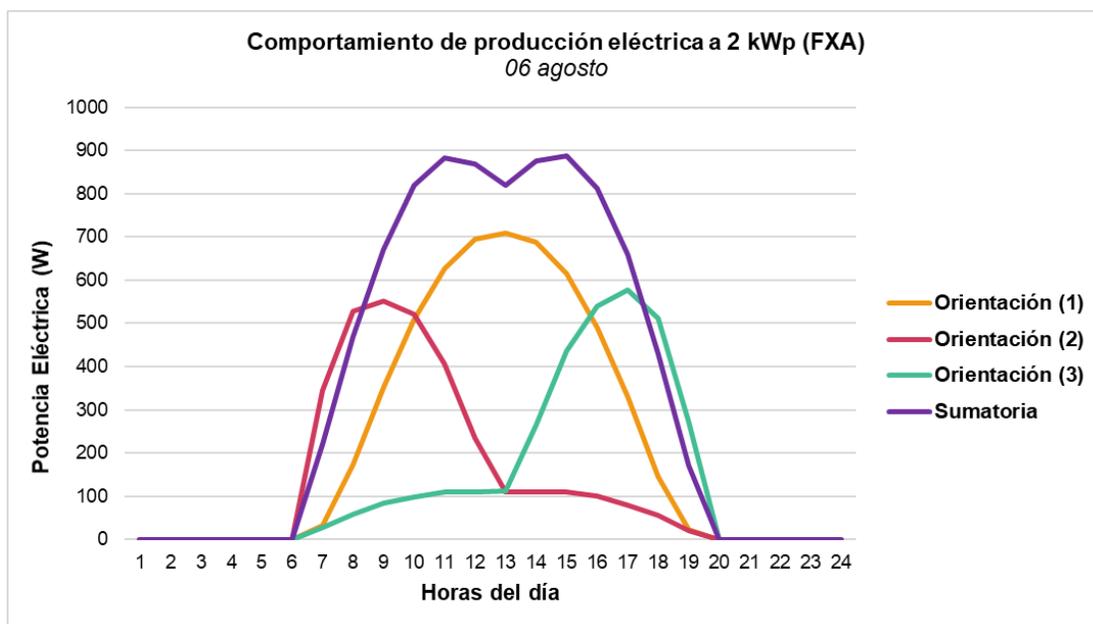
Figura 16. Configuraciones de paneles fijos propuesta con tres orientaciones (FXA). Elaboración propia.

Para esta nueva configuración (FXA), se generaron los datos a partir del TMY para cada una de las orientaciones y se unificó la información de acuerdo con su porcentaje de aportación y, posteriormente, se compararon las producciones de las tres configuraciones anteriores con éste propuesto.

4.2.1. Análisis de comportamiento

Inicialmente, consideró una capacidad instalada de 2 kWp, como en el caso del análisis anualizado previo y a su vez, se trató de comprender, mediante gráficas, cómo es el comportamiento de esta configuración comparada con las anteriormente analizadas. Para ello, se presenta la Gráfica 4, donde se muestran las curvas de potencia para cada una de las orientaciones de la configuración FXA (ver Tabla 11) para un día soleado y adicionalmente se muestra la curva que se forma al sumar las aportaciones de potencia de cada una de las orientaciones.

Gráfica 4. Curvas de potencia para cada una de las orientaciones de la configuración FXA a 2 kWp



La orientación (1), que es la misma que se utilizó para las simulaciones iniciales, tiene el mismo comportamiento, pero tiene una potencia eléctrica menor derivado de que su aportación es 50% de la capacidad total. La orientación (2) es la que se encuentra orientada al este, por lo que tiene sentido que la campana de potencia eléctrica durante el día este inclinada hacia las horas de la mañana, comenzando a producir energía eléctrica a la misma hora que la orientación (1), 6:00 horas, pero alcanzando su pico de potencia rápidamente alrededor de las 8:00 horas y manteniendo su potencia en 100 W a partir de las 13:00 horas, finalmente cerrando su producción a las 20:00 horas. La orientación (3), tiene un comportamiento inverso a la (2), ya que a pesar de que comienza a generar electricidad a las 6:00 horas igual que el resto, alcanza aproximadamente los 100 W y se mantiene hasta las 13:00 horas, donde la potencia comienza a incrementar hasta alcanzar su pico alrededor de las 18:00 horas y termina su operación a las 20:00 horas, igual que el resto. Entonces, la sumatoria resulta ser la suma de la aportación de estas tres orientaciones.

Aunado a esta gráfica, se hizo una comparativa de producción eléctrica anual de la configuración propuesta con las tres tradicionales analizadas (FX, 1E y 2E), resultando en la Tabla 12.

Tabla 12. Comparación de la producción eléctrica anual para una capacidad de 2 kWp para cuatro configuraciones

PRODUCCIÓN	FIJO (FX)	1 EJE (1E)	2 EJES (2E)	FIJO (FXA)	COMPARATIVO FXA-FX	COMPARATIVO FXA-1E	COMPARATIVO FXA-2E
Generación (kWh)	3666.67	4357.92	5099.40	2802.21	30.85%	55.52%	81.98%

Esta Tabla nos muestra que, en comparación con los arreglos tradicionales, la FXA tiene muy poca generación eléctrica, siendo 31% menor que la FX, 56% menor que la de 1E y 82% menor que la de 2E. A partir de estos datos, es que se determinó que lo ideal era buscar comparar las cuatro configuraciones de una forma más efectiva, pasando así a la siguiente sección de la presente tesis.

4.2.2. Análisis comparativo con capacidades instaladas equivalentes

Derivado de la necesidad de hacer una mejor comparación, es que se buscó encontrar capacidades equivalentes, es decir capacidad instaladas distintas para cada una de las configuraciones mediante las cuales se obtenga la misma potencia eléctrica y producción de agua. De esta forma podríamos asegurar que, para todos los casos, se estaría aprovechando de la mejor manera la Planta de Ósmosis Inversa. Los resultados encontrados se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Comparación del desempeño de la propuesta mejorada FXA con las otras tres configuraciones iniciales.

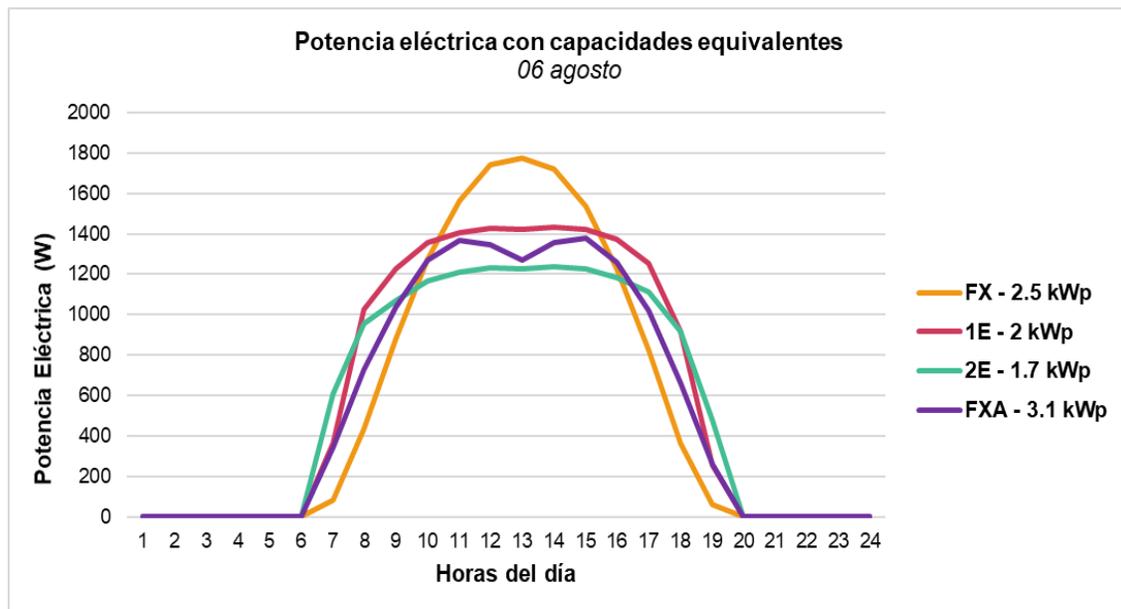
CONCEPTO	FX	1 E	2E	FXA	COMPARATIVO FXA-FX	COMPARATIVO FXA-1E	COMPARATIVO FXA-2E
Capacidad Instalada (kWp)	2.5	2	1.7	3.1	-19%	-35%	-45%
Generación (kWh)	4,583.34	4,357.92	4,334.49	4,343.43	6%	0.33%	-0.21%
Excedente (kWh)	277.44	95.90	53.83	88.33	214%	9%	-39%
Relación Excedente/Generación	6.05%	2.20%	1.24%	2.03%	N/A	N/A	N/A
Conteo de horas de operación del sistema	3,390	3,662	3,878	3,744	-9%	-2.19%	3.58%
Aprovechamiento total del sistema (usando referencia 2E)	87.42%	94.43%	100.00%	96.54%	N/A	N/A	N/A
Permeado 800 psi/5.52 MPa (L/año)	661,107	662,318	667,458	661,720	-0.09%	0.09%	0.87%
Permeado 900 psi/6.21 MPa (L/año)	590,188	591,270	595,858	590,735	-0.09%	0.09%	0.87%
Diferencia porcentual en el permeado con respecto a P	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	N/A	N/A	N/A

En la Tabla se presentan los resultados obtenidos para la configuración propuesta análoga a la configuración de 1E a 2 kWp, siendo ésta 19% menor que la propuesta FXA a 3.1 kWp. Así mismo, se muestra que la capacidad equivalente para la fija es de 2.5

kWp, siendo 35% menor que la FXA, mientras que para la de 2 ejes la capacidad análoga fue de 1.7 kWp, siendo 45% menor que la FXA. Para todos los arreglos, la producción eléctrica fue muy parecida, con una diferencia máxima del 6% entre el FX3 y el FX y en particular, la configuración fija fue el que tuvo mayor excedente, con un 6% de electricidad sin poder ser usado por el sistema. Es destacable que la configuración propuesta, FX3, tuvo un excedente del 2%, igual a la configuración de un eje. Esto se puede apreciar mejor en la Gráfica 5, donde se eligió un día soleado para comparar de forma más ilustrativa las diferencias que existen en el excedente de energía.

Los resultados de producción de agua también se muestran en la Tabla 13, siendo éstos muy similares con una diferencia máxima del 1%. El promedio de producción para los casos es de 663,150 litros con una presión de 800 psi (5.52 MPa), lo cual es equivalente al consumo total de agua de 36 personas en un año (dato de la OMS de 50 litros diarios [49]) mientras que para 900 psi (6.21 MPa) se obtiene un 11% menor de producción, siendo un promedio de 592,013 litros, equivalente al consumo de 32 personas en un año.

Gráfica 5. Curvas de generación eléctrica en un día soleado para las cuatro configuraciones estudiadas con capacidades instaladas diferentes, pero producciones de energía eléctrica.

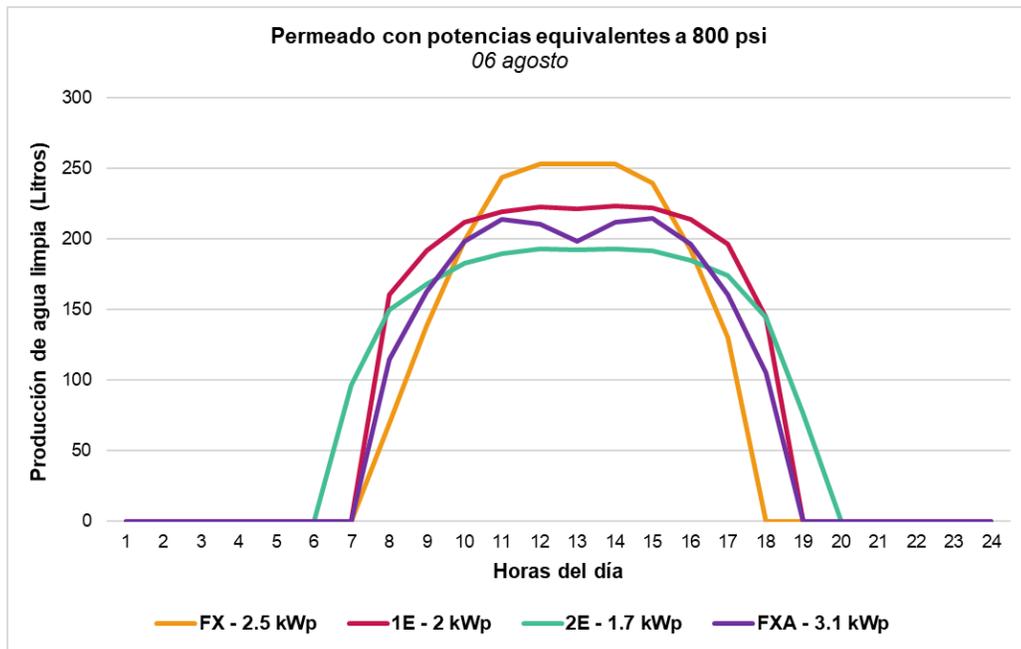


La Gráfica 5 muestra que todas las configuraciones operan en las mismas horas del día, de las 6:00 horas a las 20:00 horas, no obstante, rápidamente se empiezan a diferenciar cada uno de los arreglos, siendo el 2E el que abarca mayor generación, aunque no parece a simple vista dado que su máximo es superado notoriamente por la configuración fija. El del 1E sigue la curva de forma similar a la de dos ejes, pero tiene un valor máximo mayor que este último. Los valores máximos de estas curvas explican la presencia de energía excedente para cada uno de los casos a lo largo del año. Es interesante que, cuando comparamos los arreglos fijos, un eje y dos ejes, se puede observar que el arreglo propuesto, FXA, sigue una tendencia intermedia entre las configuraciones de un eje y dos ejes, con un característico mínimo a medio día. Esto se debe a que a medio día “solo” aportan potencia los módulos orientados al sur, mientras que las otras dos orientaciones contribuyen mucho menos al no recibir radiación solar directa, como se observaba en la Gráfica 4. Sin embargo, su comportamiento, en forma general, es más parecida a los arreglos con seguimiento.

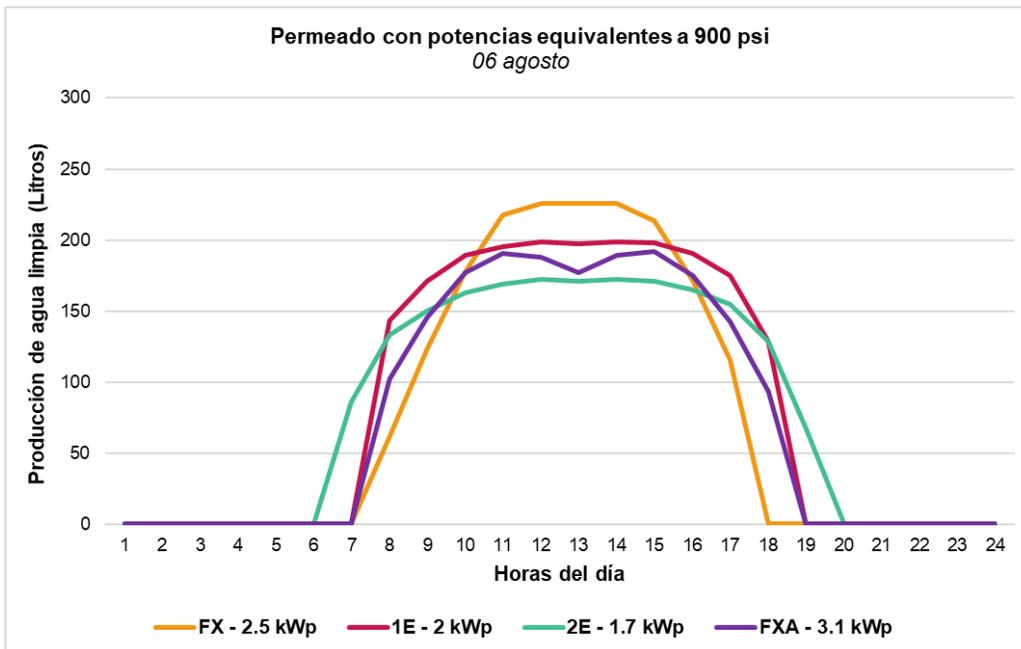
El aprovechamiento del sistema para el FX fue del 87%, mientras que para el resto fue superior. Adicionalmente, para la configuración propuesta, FXA, fue incluso superior al de 1E en un 3%; tanto los resultados en excedente de energía como en el aprovechamiento que tuvo el FXA indican que tiene un comportamiento muy similar a la configuración de 1E, con tan solo 0.6 kWp de capacidad adicional al FX, pero con una instalación menos compleja a las de seguimiento.

La diferencia de producción de permeado se ilustra en la Gráfica 6 y 7. Así mismo, es posible observar que, a pesar de que la producción eléctrica para todos los casos ocurre durante las mismas horas de acuerdo con la Gráfica 5, la producción de agua limpia no se comporta de la misma manera, y cabe destacar que la configuración propuesta FXA produce agua en las mismas horas que el arreglo de un eje, tanto para producción a 800 psi (5.52 MPa) como 900 psi (621 MPa).

Gráfica 6. Comparación del comportamiento en la producción de agua de un día soleado para las cuatro configuraciones a 800 psi (5.52 MPa)



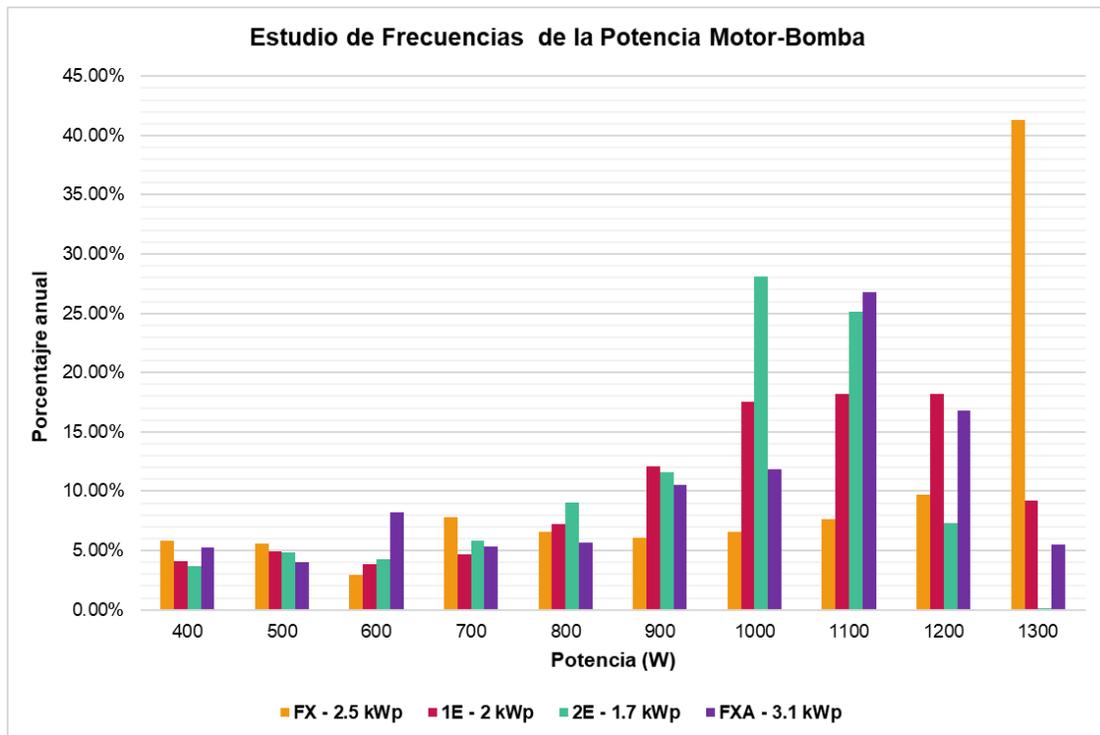
Gráfica 7. Comparación del comportamiento en la producción de agua de un día soleado para las cuatro configuraciones a 900 psi (6.21 MPa)



4.2.3. Estudio de frecuencias

Sumado a lo anterior, se realizó un estudio de frecuencias sobre la potencia a la que trabaja el motor-bomba en cada hora del año, con la finalidad de determinar posibles efectos en la Planta de Ósmosis Inversa y para tener una visión más clara del comportamiento FXA. Los resultados se muestran en la Gráfica 8, donde se observa la frecuencia en términos porcentuales de la potencia del motor-bomba para todas las horas del año considerando las cuatro configuraciones. Durante el año, la operación de éstas se mantiene de forma homogénea y lineal entre los 400 y 800 watts, sin embargo, a partir de los 900 watts se puede ver que la configuración fija se mantiene baja, mientras hay una mayor presencia de horas en la que el resto de las configuraciones trabajan a esta potencia.

Gráfica 8. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora del año para cuatro configuraciones



Entre los 1000 y 1200 W, la configuración fija se mantiene baja y tiene un pico al llegar a los 1300 W. Esto es un comportamiento no deseable, ya que el motor-bomba en este tiempo está trabajando en su límite máximo de operación, lo que eventualmente puede resultar en fallas en el equipo, además de que tiende a tener más energía excedente. Justamente esta configuración es la que más tiene excedentes, con 277 kWh al año de acuerdo con la Tabla 13. La configuración de un eje se mantiene muy homogéneo en este rango de potencia, sin embargo, casi el 10% de su generación total ronda en los 1300 W. El caso ideal es la frecuencia del arreglo de dos ejes, ya que la mayor parte de las horas de operación son a una potencia de entre 1100-1200 W, y la aparición de los 1300 W es del 0.10% anual. Ahora, para la configuración FXA resultó bastante interesante que, aunque se deseaba que la configuración se pareciera más al de un 1E, resulta mucho más parecido al de dos ejes en términos de frecuencia, con una mayor producción a 1100-1200 W, y con una aparición de la potencia de 1300 W del 5.5%. Este último resultado nos indica que existe un arreglo fijo tal que el comportamiento total del sistema se aproxime al comportamiento horario y anual de sistemas con seguimiento, lo que indica que pudiera existir un problema de optimización para casos específicos como el de la operación de una planta de OI.

4.3. Nuevas configuraciones

Una vez encontrados los resultados anteriormente mostrados, surge la pregunta si otras orientaciones para la configuración con tres orientaciones puedan proporcionar mejores resultados. Para ello se proponen dos configuraciones nuevas con tres orientaciones FXB y FXC. Aunado a esto, se proponen tres configuraciones más con cuatro orientaciones distintas, FXD, FXE y FXF. Toda la información se encuentra resumida en la Tabla 14, considerando los datos ya proporcionados de FXA.

Tabla 14. Características de las configuraciones de sistema fotovoltaico propuestos.

No. de secciones con diferentes orientaciones	Clave de Identificación	Capacidad (kWp)	Orientación	Aportación a la capacidad total
3	FXA	3.1	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 90° Acimut: 90°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 270°	25%
	FXB	2.8	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 70° Acimut: 110°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 250°	25%
	FXC	2.8	Inclinación: 25° Acimut: 180°	50%
			Inclinación: 70° Acimut: 100°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 260°	25%
4	FXD	2.8	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 100°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 260°	25%
	FXE	3.1	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 90°	25%
			Inclinación: 90° Acimut: 270°	25%
	FXF	2.8	Inclinación: 25° Acimut: 170°	25%
			Inclinación: 25° Acimut: 190°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 110°	25%
			Inclinación: 70° Acimut: 250°	25%

La Tabla muestra inicialmente del lado izquierdo el número de orientaciones que contemplan las configuraciones, seguido por la Clave de Identificación que se asignó a cada una de ellas y posteriormente se muestra la capacidad instalada en cada caso en kWp. Se buscó una capacidad tal que fuera equivalente a las capacidades instaladas anteriormente estudiadas en la sección 4.2. de la presente tesis. Finalmente, en la Tabla, tenemos las orientaciones de cada configuración, así como el porcentaje de aportación de la capacidad total.

Las configuraciones FXB y FXC con tres orientaciones, se disponen de forma similar a la FXA, como se muestra en la Figura 16, formando un tipo de cubo al centro de los paneles solares. A diferencia de ellos, las configuraciones con cuatro orientaciones, FXD, FXE y FXF, forman lo que parece ser una combinación entre “v” y “u”, como se

muestra en la Figura 17. La intención de agregar una orientación más es determinar si esto supone una mejora tanto en la producción eléctrica como en la producción de agua limpia, derivado de un mayor “seguimiento” solar.

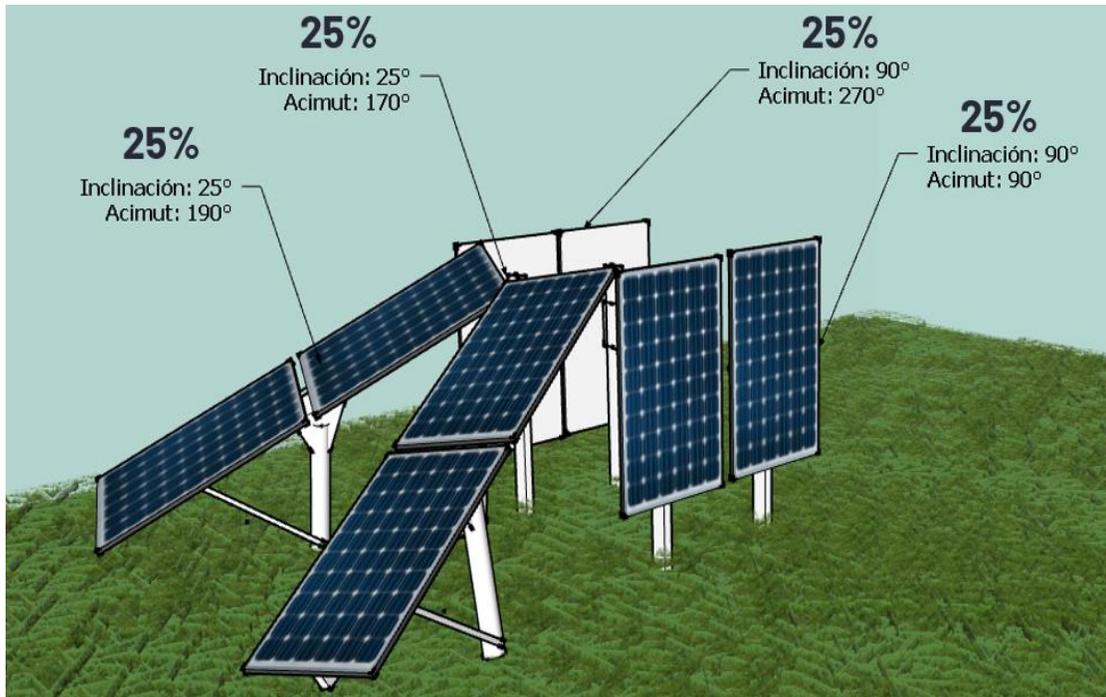


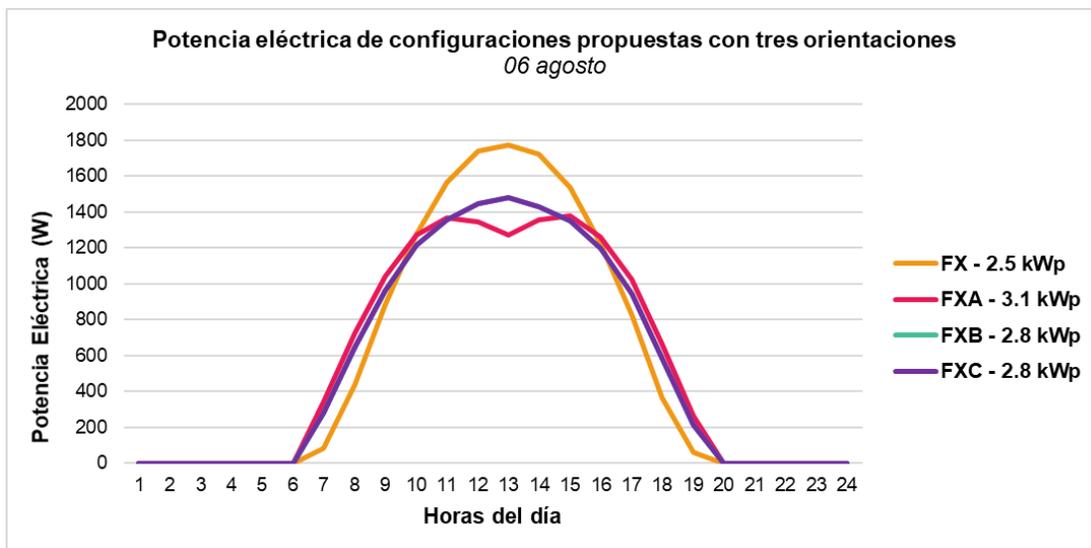
Figura 17. Configuraciones de paneles fijos propuesta con cuatro orientaciones (FXE). Elaboración propia.

4.3.1. Análisis diario

Para observar el comportamiento horario de la producción eléctrica de cada configuración, se seleccionó un día claro que nos permitiera ver el comportamiento “ideal” del sistema fotovoltaico, por lo que se eligió el mismo que se ha manejado anteriormente, 06 de agosto. En la Gráfica 9 se muestran cuatro curvas distintas, las cuales representan la evolución de la producción eléctrica horaria a lo largo del día y donde se puede observar como la generación inicia alrededor a las 6 horas para terminar 14 horas después, siendo las 20 horas para cada una de las configuraciones. Se graficó junto a las configuraciones con tres orientaciones, la configuración FX con la intención de mostrar claramente la diferencia entre ella y las propuestas. La configuración FXA, como ya se había mostrado, tiene un comportamiento con tendencia a meseta. En contraste, los nuevos arreglos, FXB y FXC, tienen un comportamiento mucho más

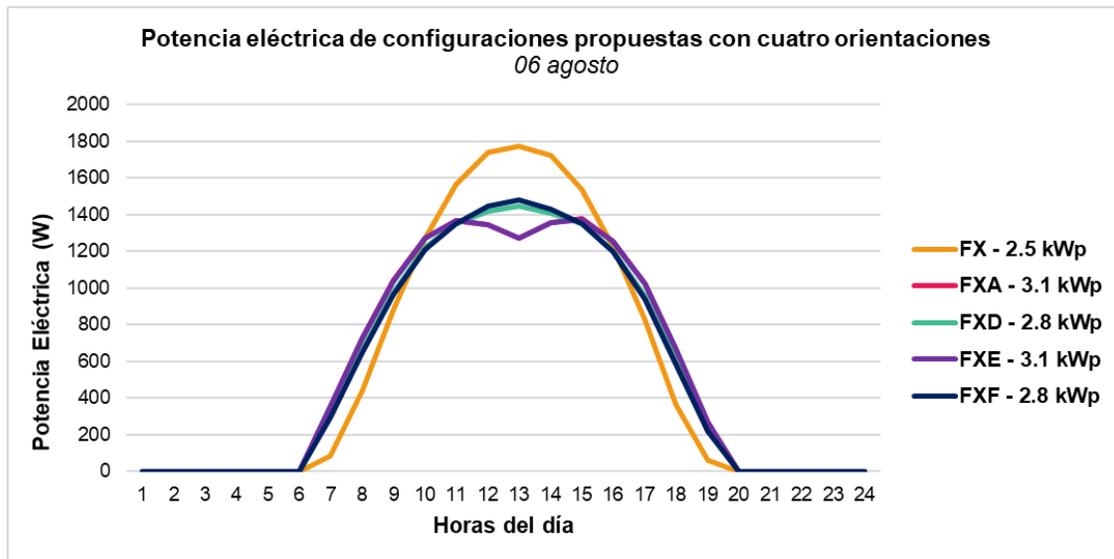
parecido a FX, de forma senoidal, con un máximo muy pronunciado a medio día solar. Otro punto interesante es que éstos dos son muy similares entre ellos, por lo que la variación en el acimut no tiene un impacto significativo, por lo menos para este día. Otro punto interesante es que, la capacidad instalada es menor que FXA y ligeramente mayor que FX, y obtenemos un comportamiento intermedio, ya que a pesar de que no contamos con la tendencia de meseta de FXA, también su potencia eléctrica rápidamente comienza a subir en las primeras horas de la mañana en contraste con FX.

Gráfica 9. Potencia eléctrica de configuraciones propuestas con tres orientaciones contra la configuración fija



En cuanto a los arreglos con cuatro orientaciones, estos se pueden observar en la Gráfica 10. En ellas se muestran tanto la configuración FX, FXA, así como FXD, FXE y FXF. En ella, claramente se puede ver que su potencia eléctrica rápidamente comienza a subir en las primeras horas de la mañana en contraste con FX para todos los casos. Adicionalmente, de entre todos los arreglos con cuatro orientaciones, el FXE es el que se comporta mucho más similar a FXA con su tendencia a meseta. Las otras dos configuraciones, FXD y FXF se comportan de forma similar a FXB y FXC.

Gráfica 10. Potencia eléctrica de configuraciones propuestas con cuatro orientaciones contra la configuración fija



4.3.2. Análisis anualizado

Para ver los datos anualizados, se presenta la información de la misma forma en que se hizo anteriormente en la Tabla 15, pero sin las comparativas con respecto a FXA. En los resultados se puede observar que, la variación en las orientaciones no produce cambios significativos en alguna de los arreglos tomando como referencia FXA, sin embargo, en algunos de ellos vemos una mejora al pasar de 3.1 a 2.8 kWp de capacidad instalada y se mantiene para todos los casos que son mejores que el FX.

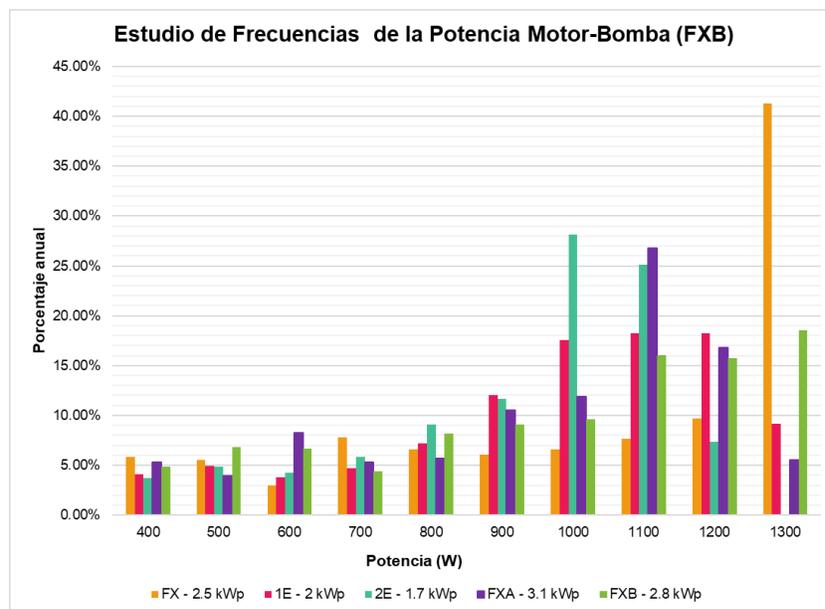
Tabla 15. Concentración desempeño de las configuraciones propuestas

CONCEPTO	FX	FXA	FXB	FXC	FXD	FXE	FXF
Número de orientaciones	1	3	3	3	4	4	4
Capacidad Instalada (kWp)	2.5	3.1	2.8	2.8	2.8	3.1	2.8
Generación (kWh)	4,583.34	4,343.43	4,406.80	4,327.75	4,322.69	4,337.83	4,401.73
Excedente (kWh)	277.44	88.33	108.12	94.97	96.06	88.28	104.90
Relación Excedente/Generación	6.05%	2.03%	2.45%	2.19%	2.22%	2.04%	2.38%

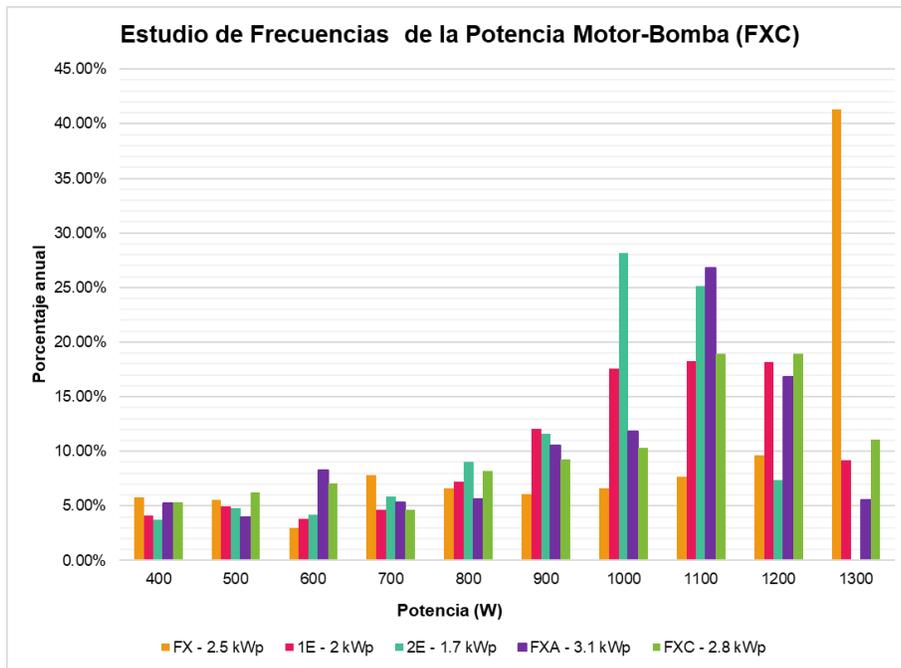
Conteo de horas de operación del sistema	3,390	3,744	3,683	3,683	3,699	3,747	3,695
Aprovechamiento total del sistema (usando referencia 2E)	87.42%	96.54%	94.97%	94.97%	95.38%	96.62%	95.28%
Permeado 800 psi/5.52 MPa (L/año)	661,107	661,720	667,407	657,845	656,858	660,875	667,271
Permeado 900 psi/6.21 MPa (L/año)	590,188	590,735	595,813	587,276	586,395	589,982	595,692
Diferencia porcentual en el permeado con respecto a P	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%	10.73%

Aunado a lo anterior, se vio la importancia de elaborar un estudio de frecuencias, en vista de que los resultados anualizados son muy similares, con la intención de ver si en esta área habría alguna variación importante. Para ello, se muestran las Gráficas 11, 12, 13, 14 y 15. En ellas, se muestran tanto el estudio de frecuencias de los arreglos tradicionales (FX, 1E y 2E), y, además, el FXA para comparar con un arreglo que ya se había analizado previamente.

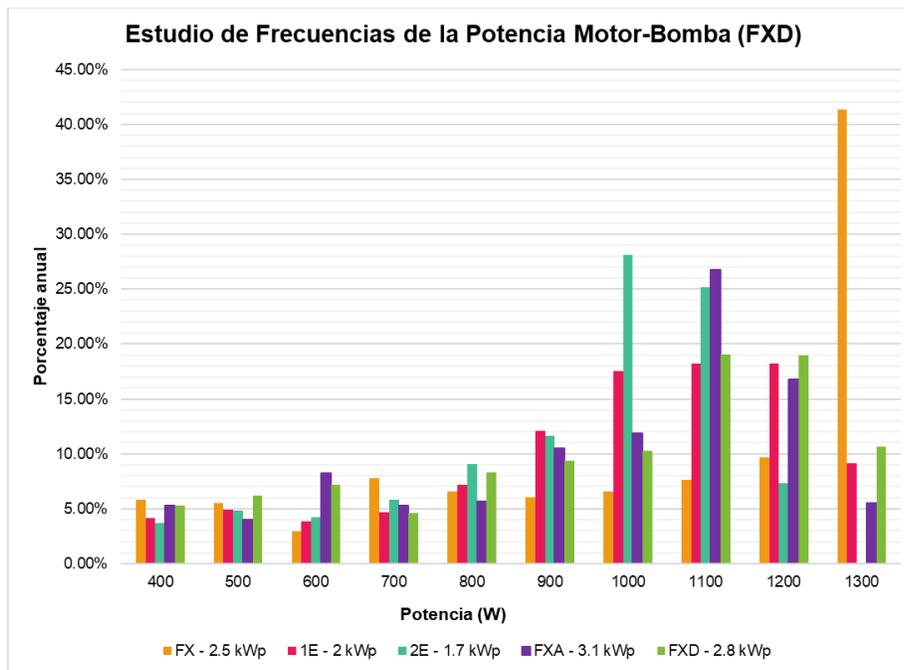
Gráfica 11. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXB.



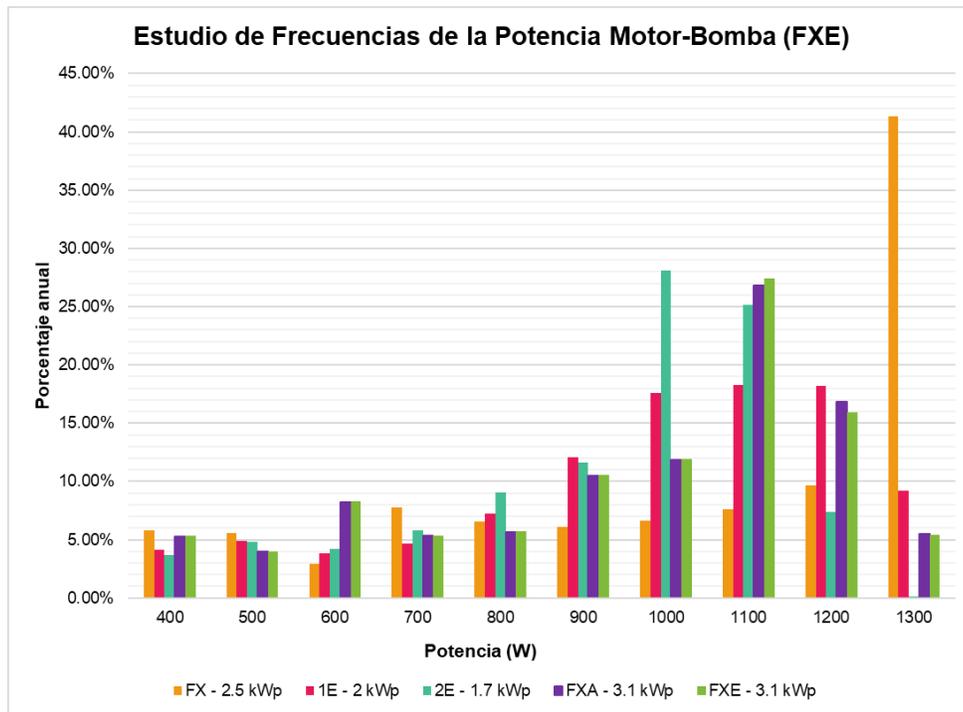
Gráfica 12. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXC.



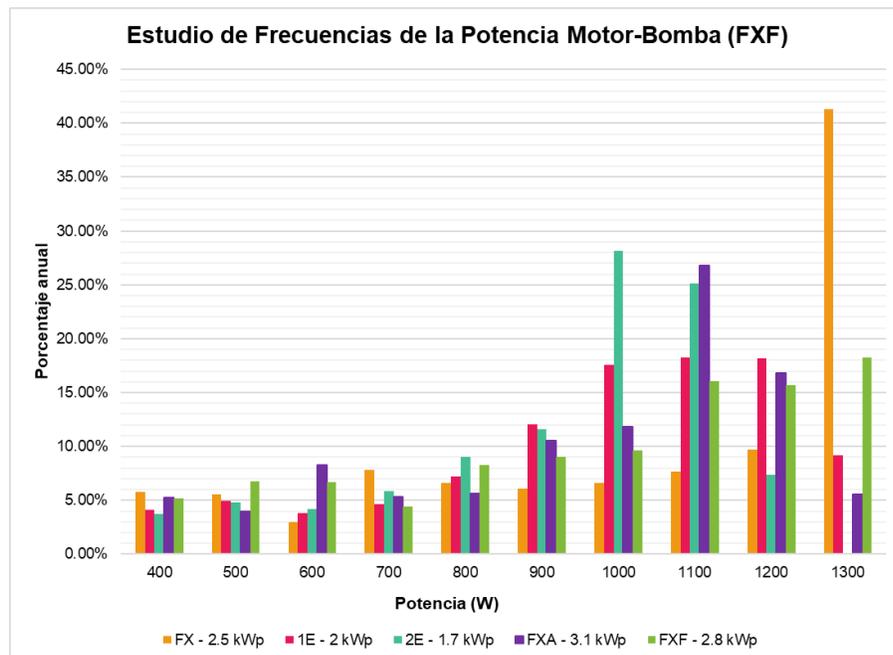
Gráfica 13. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXD.



Gráfica 14. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXE.



Gráfica 15. Análisis de frecuencia sobre la potencia del motor-bomba sobre cada hora para arreglos tradicionales, FXA y FXF.



En las gráficas se puede observar que en para todas las configuraciones con una capacidad instalada de 2.8 kWp, tienen una aportación mayor de forma anual en la potencia de 1300 W, superior tanto a los de seguimiento como al FXA, sin embargo, siendo en todos los casos mucho menor al arreglo FX. De igual forma, la distribución de otras potencias durante el resto del año no es ideal, dado que aunque hay participación importante de alguno de ellos en potencias entre 1000 y 1200 W, no es lo suficientemente alta y el resto de la energía se distribuye en potencias no deseables, dado que se desaprovecharía la capacidad total del motor-bomba, así como de la Planta de Ósmosis Inversa. De estos, el que mejor presenta resultados comparado con el FXA es el FXC.

En cuanto al único de las configuraciones con una capacidad de 3.1 kWp (FXE), adicional al FXA, su comportamiento es bastante similar a este último. Presenta una ligera mejoría en la participación de 1300 W, es decir, disminuyendo ligeramente el porcentaje de horas en el año que se alcanza esta potencia. Las potencias deseables entre 900 y 1200 W se comportan de forma muy similar al FXA con un ligero incremento en comparación en la potencia de 1100 W.

4.3.3. Elección de mejor configuración

Basándonos en los resultados sobre los arreglos propuestos, es necesario determinar un solo arreglo que nos proporcione las mejores características para el sistema global, para posteriormente pasar a hacer un Análisis Trimestral de la configuración FX, 1E, 2E y la propuesta, que nos permita tener un panorama aún más claro del comportamiento de la Planta de Ósmosis Inversa a lo largo de un año.

Como la generación eléctrica y la producción de agua son equivalentes para todos los casos, es necesario comparar otros datos para determinar cuál es la mejor opción. Para ello se considera la energía excedente y que no puede aprovecharse de forma anual, adicionalmente, a partir del estudio de frecuencias, se definieron tres rangos principales: rango no deseable de potencia (300-800 W), rango deseable de potencia (900-1200 W) y rango de riesgo (1300 W). Se definieron de esta forma dado que el rango no deseable de potencia es un rango bajo el cual se desaprovecharía en gran manera tanto el motor-

bomba, como la Planta de Ósmosis Inversa. El rango de riesgo se define ya que si el motor-bomba opera mucho tiempo bajo esta potencia, se puede forzar y desgastar más rápido de lo deseado y, además, también se corre el riesgo de que fácilmente se alcance una potencia superior a los 1300 W, energía que no podrá ser utilizada. Finalmente, el rango deseable es aquel al cual podemos sacarle el mejor provecho posible, ya que se cuida el motor-bomba, utilizando de forma prudente la capacidad, ocurriendo lo mismo para la Planta de Ósmosis Inversa.

Para lo anterior, se preparó la Tabla 16 con el concentrado de datos clave para la comparativa de configuraciones estudiadas.

Tabla 16. Concentración de datos clave para la comparativa de configuraciones propuestas con arreglos tradicionales

Clave de identificación	Energía Excedente (kWh/año)	Rango no deseable	Rango Deseable	Rango de riesgo
FX	277.44	28.67%	30.00%	41.33%
1E	95.90	24.74%	66.08%	9.18%
2E	53.83	27.64%	72.25%	0.10%
FXA	88.33	28.50%	65.97%	5.53%
FXB	108.12	30.98%	50.48%	18.54%
FXC	94.97	31.51%	57.43%	11.05%
FXD	96.06	31.66%	57.69%	10.65%
FXE	88.28	28.69%	65.87%	5.44%
FXF	104.90	31.37%	50.37%	18.27%

De la Tabla se sabe que el comportamiento menos deseado será FX, por el rango de riesgo que tiene una frecuencia de potencia anual de casi 42%, en contraste con el de los ejes que tiene 0.10%, básicamente nulo. De todas las configuraciones propuestas analizadas, la que se estudió primeramente es la que tiene una “simulación” del seguimiento solar durante el año más apegado a lo que se requiere, es decir la FXA, teniendo la menor participación de la frecuencia en el rango no deseado, la mayor en el rango deseable y el menor en el rango de riesgo. De ahí que se eligió a la configuración FXA como la mejor de todas las propuestas.

4.4. Análisis Trimestral

Una vez determinado que la configuración FXA es la mejor opción debido de la información proporcionada en la sección anterior, se decidió elaborar un análisis distinto al que se había elaborado hasta el momento al observar el comportamiento de cada una de las configuraciones, FX, 1E, 2E y la seleccionada, FXA. Para ello se optó por hacerlo de forma trimestral, como se muestra en la Tabla 17, esto será útil, dado que los resultados presentados hasta el momento son totales anuales, por lo que será interesante ver cómo cambia el comportamiento a lo largo del año por la variación del clima que es lo que afecta cualquiera de los arreglos fotovoltaicos.

Tabla 17. Meses considerados para cada trimestre del año

Clave del Trimestre	Meses
Trimestre 1	Enero, febrero, marzo
Trimestre 2	Abril, mayo, junio
Trimestre 3	Julio, agosto, septiembre
Trimestre 4	Octubre, noviembre, diciembre

Para cada caso se preparó un concentrado de información, seguido por las gráficas del estudio de frecuencia para cada trimestre.

4.4.1. Configuración fija (FX)

La configuración fija es la que ha arrojado los resultados menos deseables, desde la perspectiva de energía excedente, picos de energía durante el día que a su vez provoca que se pueda dañar, en un mediano plazo, el motor-bomba.

El análisis trimestral muestra que este comportamiento es constante a lo largo del año. Los datos concentrados se encuentran en la Tabla 18. En la columna izquierda se comienza con los datos de interés: Generación en kWh/mes, la energía excedente es kWh/mes y finalmente la producción de agua limpia en 800 y 900 psi. Posteriormente se

indican los resultados para cada trimestre del año, y se termina la tabla con el promedio de menores participaciones (PMP) y la diferencia entre el valor mayor y el PMP. El PMP es un cálculo del promedio de los valores menores entre los 4 trimestres con la intención de hacer una comparativa entre este promedio y el valor mayor. Este análisis es igual para las 4 configuraciones.

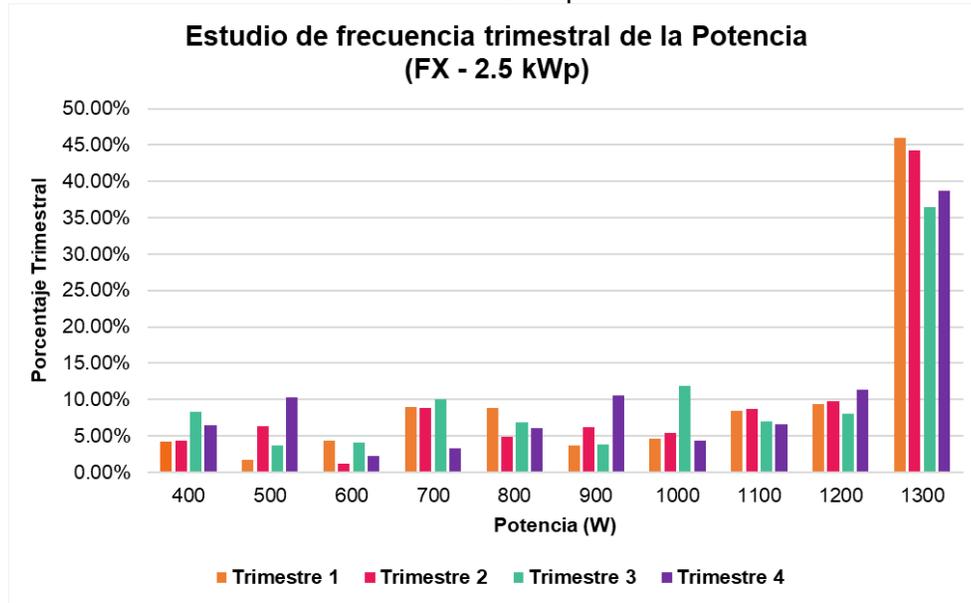
Tabla 18. Concentración de resultados trimestrales para la configuración FX.

Datos	Trimestre 1 (enero-marzo)	Trimestre 2 (abril-junio)	Trimestre 3 (julio-septiembre)	Trimestre 4 (octubre-diciembre)	Promedio de menores participaciones (PMP)	Diferencia porcentual entre el valor mayor y PMP
Generación (kWh/mes)	1,145.24	1,254.15	1,098.59	1,085.36	1,109.73	13.01%
Excedente (kWh/mes)	90.38	83.96	58.03	45.06	62.35	44.95%
800 psi	161,020	179,278	160,195	160,614	160,610	11.62%
900 psi	143,747	160,046	143,011	143,385	143,381	11.62%

En los resultados de la Tabla se puede observar que, la generación a lo largo de los cuatro trimestres del año se mantiene relativamente estable durante el año, siendo el Trimestre 2 el que tiene mayor generación, siendo 13% al PMP. Con base en lo anterior, se esperaría que la energía excedente mayor se presentará en el mismo trimestre, sin embargo, no fue así, siendo el Trimestre 1 el que presenta mayor energía excedente y no aprovechada, siendo 45% mayor al promedio. Finalmente, coincidiendo con la generación eléctrica, la producción de agua limpia es mayor para el Trimestre 2, siendo en ambos casos 12% mayor al PMP.

A continuación, se presenta de igual manera la Gráfica 16, donde se presenta el estudio de frecuencias para cada Trimestre del año.

Gráfica 16. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración FX - 2.5 kWp



Aquí se puede comprobar que efectivamente, aunque existen ligeras variaciones durante el año en cuanto a la variación de la potencia entre trimestres, realmente el rango de riesgo que hemos determinado como 1300 W es precisamente donde se observa mayor participación durante el año y también de forma trimestral. Es por eso por lo que, aun analizando esta configuración de forma más profunda, para la planta de ósmosis inversa que se estudia, no es la mejor opción.

4.4.2. Configuración un eje (1E)

La configuración con seguimiento en un eje, como se ha venido estudiando, presenta mejoras con respecto al FX. En la Tabla 19 se muestra el concentrado de resultados clave en forma trimestral para esta configuración, y se presenta de la misma forma que la FX.

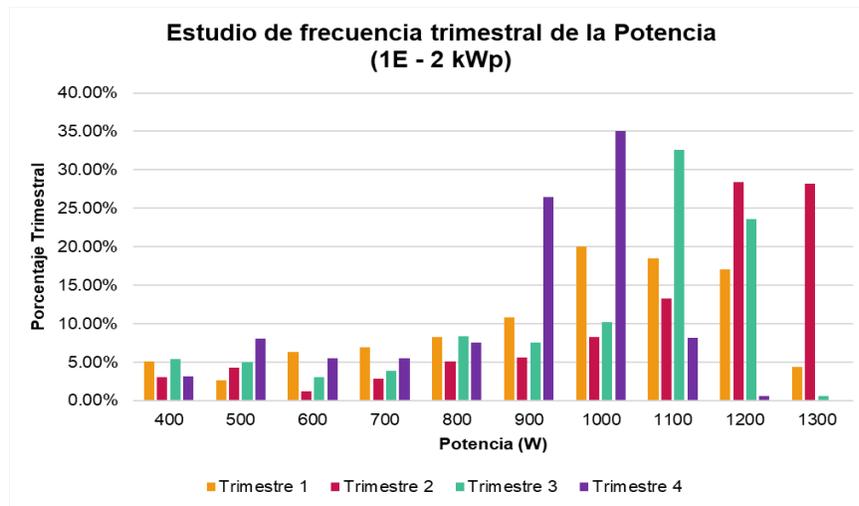
Tabla 19. Concentración de resultados trimestrales para la configuración 1E.

Estación	Trimestre 1 (enero-marzo)	Trimestre 2 (abril-junio)	Trimestre 3 (julio-septiembre)	Trimestre 4 (octubre-diciembre)	Promedio de menores participaciones (PMP)	Diferencia entre el valor mayor y PMP
Generación (kWh/mes)	981.38	1,377.81	1,119.52	879.21	993.37	38.70%
Excedente (kWh/mes)	22.28	23.52	30.75	19.34	21.71	41.62%
800 psi	149,083	210,389	168,956	133,891	150,643	39.66%
900 psi	133,090	187,820	150,831	119,529	134,483	39.66%

Para esa configuración, la mayor generación se encuentra en el segundo trimestre del año en forma coincidente con FX, y es 39% mayor al PMP. La energía excedente es mayor para el tercer trimestre del año, siendo 42% mayor. Finalmente, como era de esperarse, la mayor producción de agua limpia coincide con la mayor generación eléctrica el Trimestre 2 y, además, es superior en 40% que el PMP.

Sumado a lo anterior, se presenta la Gráfica 17, donde se presenta comportamiento de la potencia a través del estudio de frecuencias para los trimestres del año. En ella se observa que, para la configuración con seguidor solar en un eje, obtenemos mejores resultados a lo largo del año, con poca participación en las menores potencias y mayor participación en el rango deseable (900-1200 W) y con poca o nula participación en la zona de riesgo. Sin embargo, este escenario varía en el Trimestre 2, en donde vemos que alrededor del 50% de la energía se inclina hacia los 1200 W de potencia, pero también a los 1300 W. Al ser una participación tan alta, esto sugiere que en una gran parte del trimestre es posible que el motor-bomba este forzándose para operar.

Gráfica 17. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración 1E - 2 kWp



4.4.3. Configuración dos ejes (2E)

La configuración en 2E presenta aun mejores resultados que el de FX, como se ha venido estudiando. En la Tabla 20 se muestra el concentrado de resultados clave en forma trimestral para esta configuración.

Tabla 20. Concentración de resultados trimestrales para la configuración 2E.

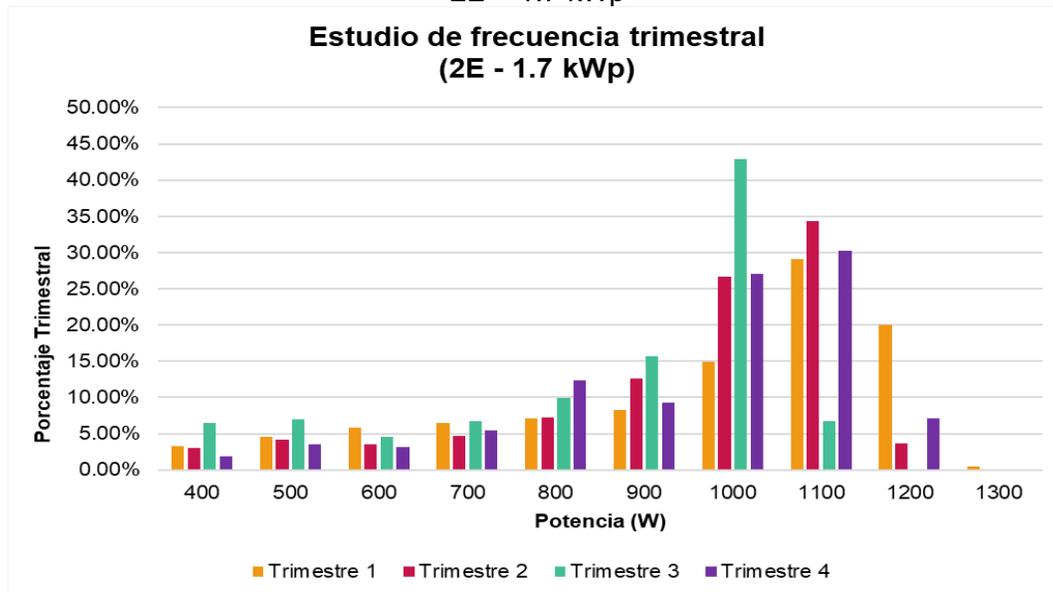
Estación	Trimestre 1 (enero-marzo)	Trimestre 2 (abril-junio)	Trimestre 3 (julio-septiembre)	Trimestre 4 (octubre-diciembre)	Promedio de menores participaciones (PMP)	Diferencia entre el valor mayor y PMP
Generación (kWh/mes)	1,050.17	1,257.32	1,027.12	999.89	1,025.72	22.58%
Excedente (kWh/mes)	10.40	10.88	18.68	13.86	11.72	59.42%
800 psi	162,134	194,484	157,195	153,644	157,658	23.36%
900 psi	144,742	173,622	140,333	137,162	140,745	23.36%

Para esa configuración, la mayor generación se encuentra en el segundo trimestre del año en forma coincidente con FX y 1E, siendo mayor al PMP en 23%. La energía excedente es mayor para el tercer trimestre del año, siendo 59%% mayor. Este

porcentaje a simple vista puede parecer muy alarmante, sin embargo, los valores de energía excedente siguen siendo bastante bajos comparado con FX y 1E. Finalmente, como era de esperarse, la mayor producción de agua limpia coincide con la mayor generación eléctrica el Trimestre 2 y, además, es superior en 23% que el PMP.

En la Gráfica 18 se puede observar el comportamiento de la potencia a través del estudio de frecuencias para los trimestres del año.

Gráfica 18. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración 2E – 1.7 kWp



Para la configuración con dos ejes obtenemos aun mejores resultados a lo largo del año, como se ha venido estudiando en el presente documento, con muy poca participación en las menores potencias y mayor participación en el rango deseable, pero mayormente entre 1000-1100 W, nula participación en la zona de riesgo. Cuando se llevó a cabo el análisis anual del estudio de frecuencias de 2E, el comportamiento se veía de forma bastante ideal, sin embargo, al llevar a cabo este análisis, se encuentra que no es muy favorable que la potencia en 1200 W esté presente mayormente sólo en el Trimestre 1, y en el caso del Trimestre 3, se inclina mayormente a 1000 W. A pesar de esto, el de 2E presenta los mejores resultados en comparación a FX y 1E.

4.4.4. Configuración fija con tres orientaciones (FXA)

Para la configuración con tres orientaciones seleccionada como la mejor opción para la planta de ósmosis inversa que se estudia, FXA, se presentan los resultados para el estudio trimestral en la Tabla 21.

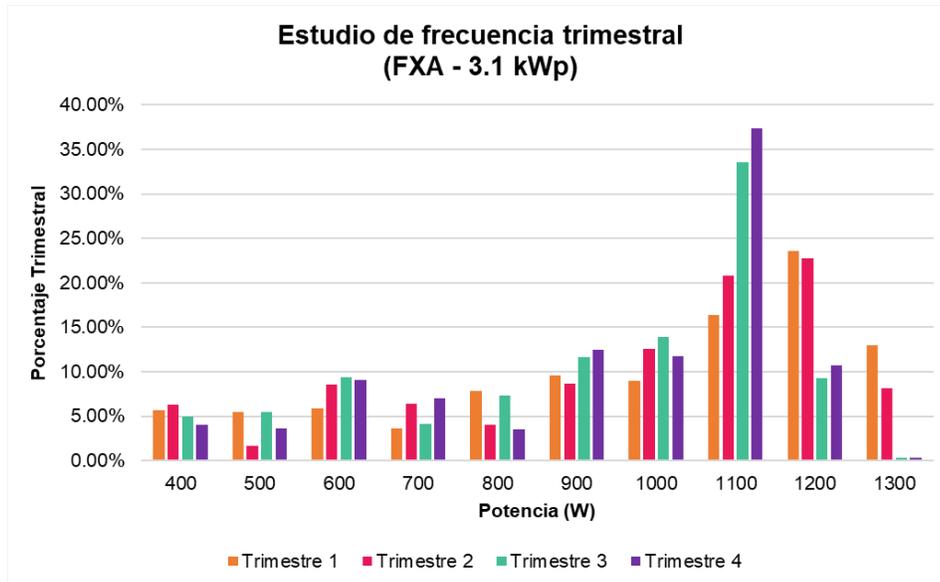
Tabla 21. Concentración de resultados trimestrales para la configuración FXA.

Estación	Trimestre 1 (enero-marzo)	Trimestre 2 (abril-junio)	Trimestre 3 (julio-septiembre)	Trimestre 4 (octubre-diciembre)	Promedio de menores participaciones (PMP)	Diferencia entre el valor mayor y PMP
Generación (kWh/mes)	1,060.19	1,233.37	1,059.59	990.28	1,036.69	18.97%
Excedente (kWh/mes)	16.25	24.94	34.07	13.07	18.09	88.38%
800 psi	162,475	187,865	159,082	152,297	157,951	18.94%
900 psi	145,046	167,713	142,017	135,960	141,008	18.94%

Para esa configuración, la mayor generación se encuentra en el segundo trimestre del año en forma coincidente con FX, 1E y 2E, siendo mayor al PMP en 19%. La energía excedente es mayor para el tercer trimestre del año, siendo 89%% mayor. Este porcentaje, al igual que en el caso del de 2E, es elevado, sin embargo, los valores de energía excedente siguen siendo bastante bajos para todos los trimestres del año comparado sobre todo con la configuración FX, a pesar de que este arreglo es fijo, manteniéndose dentro de los rangos de energía excedente que los de seguimiento. Finalmente, la mayor producción de agua limpia coincide con la mayor generación eléctrica el Trimestre 2 y, además, es superior en 19% que el PMP.

En la Gráfica 19 se puede observar el comportamiento de la potencia a través del estudio de frecuencias para los trimestres del año.

Gráfica 19. Estudio de frecuencia trimestral de la Potencia para la configuración FXA – 3.1 kWp



Para FXA en forma anual se obtuvieron resultados muy similares a las configuraciones con seguimiento, por lo que resultaba muy interesante estudiar la frecuencia de las potencias en diferentes trimestres del año para conocer si es que este comportamiento era constante durante el año. Por lo que se muestra en esta Gráfica, se puede decir que es así, ya que para los rangos no deseables (300-800 W) su participación para todos los trimestres se mantiene debajo del 10%. Para el rango deseable (900-1200 W) superamos la participación de 900 y 1000 W llegando casi al 15%, sin embargo, la capacidad de 1100 y 1200 W es la que tiene mayor participación, lo que es aún más deseable. Finalmente, el rango de riesgo, 1300 W, para el Trimestre 3 y 4 es prácticamente nulo, sin embargo, para el Trimestre 1 es superior al 10%. Aunque es un comportamiento no deseable, si lo contrastamos con la generación excedente, 16.25 kWh, es muy poca, esto quiere decir que, aunque es un poco elevada la participación comparada con lo deseado no significa que todo el tiempo este trabajando al límite, ni dañando ni produciendo energía excedente.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al principio de la presente tesis, se planteó la problemática del abastecimiento agua dulce que se tiene a nivel global, con situaciones críticas en algunos lugares, y que, día a día se agrava continuamente por diferentes motivos, entre los que se pueden señalar: el calentamiento global, la contaminación y sobreexplotación de acuíferos, entre otros muchos factores. Con esta inquietud, se investigaron y evaluaron las diversas soluciones que se han reportado en la literatura especializada a lo largo de varios años y en donde se distingue como viable el uso de las plantas de ósmosis inversa acopladas directamente a un sistema de potencia eléctrico fotovoltaico usando un motor-bomba de potencia variable. En este capítulo se presentan las principales conclusiones a las que se han llegado a partir de la simulación paramétrica del sistema integrado.

5.1. Planteamiento del problema y solución

Cuando se planteó el problema de la escasez de agua, a su vez se habló de cómo la desalinización de agua ha despertado interés a través de los últimos años, y que, de ellos, los más utilizados a nivel mundial de forma comercial son la ósmosis inversa (OI), Destilación Flash Multietapa (MFS, por sus siglas en inglés) y Destilación de Múltiple Efecto (MED, por sus siglas en inglés) [6], y que, además, la ósmosis inversa presenta algunas ventajas comparadas con estas tres.

Sin embargo, la tecnología de ósmosis inversa enfrenta retos que superar, entre ellos su alto consumo eléctrico, por lo cual se han buscado cubrir tal demanda, entre las diferentes fuentes de generación eléctrica se ha destacado la energía solar fotovoltaica, y recientemente comenzó a despertar interés el uso de motores-bomba para bombeo con acoplamiento directo, que reducen la complejidad de los sistemas fotovoltaicos al prescindir de la acumulación eléctrica y abaratar costos en forma global. Estos desarrollos tecnológicos, se esperan que impacten positivamente a comunidades costeñas o empresas aisladas de la red eléctrica pública.

Se presenta el estudio, en donde se tiene una planta solar fotovoltaica acoplada directamente a un motor-bomba de potencia variable que eleva la presión del agua marina o salada de entrada a la planta de ósmosis inversa, que, a su vez, produce agua limpia o con baja concentración de sales. Se elimina el uso de baterías, dado que se prioriza el almacenamiento de agua pura y, además, no requiere la conexión a la red de suministro eléctrico.

Basados en el consumo diario de agua dulce recomendado por la Organización Mundial de la Salud (OMS) [49] se estableció suministrar la necesidad de agua para una comunidad de alrededor de 20 personas.

5.2. Conclusiones

En este estudio se simuló un sistema de producción de agua dulce a partir de agua de mar acoplando una planta de osmosis inversa, una bomba de potencia variable a un arreglo fotovoltaico como medio energizante. El sistema de producción fue separado en tres partes para su modelación y se usó condiciones climatológicas regionales para evaluar su desempeño en un año tanto la producción eléctrica, como la producción de agua desalada. Se analizaron nueve configuraciones de módulos fotovoltaicos que varían en orientación y los cuales alimentan directamente de potencia eléctrica a la bomba, evitando así usar baterías. La operación del sistema se consideró para una ubicación de Sonora, México (Cd. Obregón).

Conclusiones:

- Se logró integrar un conjunto de modelos matemáticos a partir de las características de una planta solar fotovoltaica, de un motor-bomba de potencia variable, del comportamiento de una planta de OI, y de datos climatológicos horarios (TMY) para simular un sistema completo de desalación.
- Es posible operar un sistema de osmosis inversa con un arreglo de paneles fotovoltaicos sin usar un banco de baterías a lo largo de todo el año en esta región.
- Se observa que, en los arreglos de módulos con seguimiento solar, la producción es mayor en un rango de 20% a 40%, comparados con los paneles fijos orientados al sur.
- La calidad del agua de permeado depende de la presión de operación, el rango de presión recomendado para esta planta es de 800 psi a 900 psi (5.52 a 6.21 MPa). Si la planta se opera todo el tiempo a 900 psi (6.21 MPa) la producción baja en un 11% al año, comparada con 800 psi (5.52 MPa), sin embargo, se obtiene mejor calidad del agua, por lo que se puede ponderar que se desea; más producción de agua con más sólidos disueltos o por el contrario menos agua con menos cantidad de sólidos. Pero la planta debería operar en algún punto entre estos límites.
- Se determinó la capacidad del sistema fotovoltaico basado en la relación producción de agua entre generación eléctrica, encontrándose que para los tres arreglos debe ser de 2 kWp.
- Se determinó una capacidad equivalente, donde los tres arreglos tuvieran aproximadamente la misma producción de agua, siendo de 2.5 kWp para el fijo, 2 kWp para el de 1 eje y 1.7 kWp para el de dos ejes.
- Se llevó a cabo un estudio de frecuencias de potencias de trabajo donde se compararon las tres configuraciones básicas y donde se observó que los arreglos fotovoltaicos con seguimiento presentan una distribución de potencias más homogénea por lo cual se puede considerar de una “calidad” mejor al operar mayor tiempo en los valores óptimos de eficiencia del motor-bomba. Estos fueron evaluados en términos del porcentaje de horas de operación y potencia, y

complementando el punto anterior, es debido a esta homogeneidad que la energía excedente es menor que para el arreglo fijo.

- Seis configuraciones con distintas orientaciones se analizaron para explorar la posibilidad de contar con un arreglo de módulos fijos, que tuvieran un comportamiento semejante a los de seguimiento solar. Se utilizaron los siguientes criterios para seleccionar la mejor configuración: menor complejidad de instalación al tener tres orientaciones y no cuatro, relación excedente-generación, aprovechamiento total del sistema usando como referencia la configuración de 2E, así como el estudio de frecuencias anualizado.
- Se encontró que una capacidad fija con tres orientaciones (50% con una inclinación de 25° y acimut de 180°, 25% con inclinación de 90° y acimut de 90° y 25% con inclinación de 90° y acimut de 270°) de 3.1 kWp es la mejor opción de las seis (FXA).
- Para el arreglo FXA, la producción diaria promedio oscila entre 1,813 litros y 1,618 litros de agua limpia a 800 psi (5.52 MPA) y 900 psi (6.21 MPA) respectivamente, lo cual nos da una producción promedio diaria anualizada de 1,716 litros, es decir, 105 litros por m² de panel fotovoltaico, esperando que tenga una concentración de sales de 1000 ppm. Esta producción equivale a satisfacer las necesidades diarias de 18 y 16 personas respectivamente, considerando un consumo diario de 100 litros al día para sus necesidades de consumo e higiene [49]. Si esta cantidad es reducida, podría abastecer a más personas.
- Se llevó a cabo un análisis trimestral de generación eléctrica y producción de agua limpia para las cuatro configuraciones (FX, 1E, 2E y FXA). Para el caso de FXA, entre los meses de abril a junio (Trimestre 2), son los meses con mayor generación eléctrica y, por lo tanto, los meses de mayor producción de agua limpia tanto a 800 como 900 psi, coincidiendo con la temporada de mayor sequía en el año. Posteriormente, en los meses de julio a diciembre (Trimestre 3 y 4) se tiene la menor producción de energía eléctrica y, por lo tanto, de agua limpia, sin embargo, abarca gran parte de la temporada de lluvias. Esta distribución en el año, tanto de generación de energía eléctrica como producción de agua, es favorable para la aplicación que se le desea dar al presente estudio.

Basados en las anteriores conclusiones, se puede mostrar que se cumplió con los objetivos del presente trabajo.

5.3. Recomendaciones

Se recomienda como mejoras para trabajos futuros:

- Comparar los datos obtenidos con datos experimentales.
- Elaborar un estudio económico de la Planta de Ósmosis Inversa, integrada con arreglos fotovoltaicos para evaluar su factibilidad.
- Se puede plantear un problema de optimización para encontrar el arreglo óptimo (capacidad-orientación) de la planta fotovoltaica que energice un sistema de purificación de OI usando solo módulos fijos, reproduciendo de alguna forma el comportamiento de sistemas con seguimiento solar, sin las desventajas de costo inicial, costos de instalación y costos de mantenimiento que esos sistemas conllevan intrínsecamente, de esta forma se lograría disminuir la inversión inicial y los costos de mantenimiento haciendo que estos sistemas sean más accesibles con aplicación en comunidades aisladas.

CAPÍTULO 6

BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. C. y. I. C. U. Organización de las Naciones Unidas para la Educación, "Informe Mundial de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo de los Recursos Hídricos," in "UNESCO," UNESCO, place de Fontenoy, 75352 París 07 SP, Francia, 2019. [Online]. Available: <https://unesdoc.unesco.org/ark:/48223/pf0000367304>
- [2] C. N. d. A. (CONAGUA), "Estadísticas del Agua en México," CONAGUA, 2018. [Online]. Available: http://sina.conagua.gob.mx/publicaciones/EAM_2018.pdf
- [3] M. A. M. Khan, S. Rehman, and F. A. Al-Sulaiman, "A hybrid renewable energy system as a potential energy source for water desalination using reverse osmosis: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 456-477, 2018/12/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.049>.
- [4] A. Ali, R. A. Tufa, F. Macedonio, E. Curcio, and E. Drioli, "Membrane technology in renewable-energy-driven desalination," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 1-21, 2018/01/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.047>.
- [5] U. S. E. P. A. (EPA). "Greenhouse Gas Equivalencies Calculator." <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator> (accessed).
- [6] A. D. Khawaji, I. K. Kutubkhanah, and J.-M. Wie, "Advances in seawater desalination technologies," *Desalination*, vol. 221, no. 1, pp. 47-69, 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.067>.
- [7] M. Monnot, G. D. M. Carvajal, S. Laborie, C. Cabassud, and R. Lebrun, "Integrated approach in eco-design strategy for small RO desalination plants powered by

- photovoltaic energy," *Desalination*, vol. 435, pp. 246-258, 2018/06/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.05.015>.
- [8] "Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050," IRENA, Abu Dhabi, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
- [9] Y. Ghalavand, M. Hatamipour, and A. Rahimi, "A review on energy consumption of desalination processes," *Desalination and water treatment*, vol. 54, 03/04 2014, doi: 10.1080/19443994.2014.892837.
- [10] G. E. Dévora Isiordia, R. González Enríquez, and S. Ruiz Cruz, "Evaluación de procesos de Desalinización y su desarrollo en México," vol. IV, ed. Tecnología y Ciencias del Agua: ProQuest SciTech Collection, 2013, pp. 27-46.
- [11] M. S. Mohsen and J. O. Jaber, "A photovoltaic-powered system for water desalination," *Desalination*, vol. 138, no. 1, pp. 129-136, 2001/09/20/ 2001, doi: [https://doi.org/10.1016/S0011-9164\(01\)00254-5](https://doi.org/10.1016/S0011-9164(01)00254-5).
- [12] "Renewable Power Generation Costs in 2019," IRENA, Abu Dhabi, 2020. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>
- [13] A. Luque and S. Hegedus, W. Editorial, Ed. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2003. ISBN 0-471-49196-9.
- [14] P. Zhang, *Industrial Control Technology: A Handbook for Engineers and Researchers*. Elsevier Science, 2013. ISBN 978-0-08-094752-5.
- [15] P. López, "Sin acceso al agua potable, 10 por ciento de mexicanos," in *Gaceta UNAM*, ed, 2019. <https://www.gaceta.unam.mx/sin-acceso-al-agua-potable-10-por-ciento-de-mexicanos/>

- [16] L. Padilla, M. Juárez, E. Propín, and C. Galindo, *Población y economía en el territorio costero de México I.9.2.*, Primera edición ed. Instituto de Geografía, UNAM. Ciudad Universitaria del. Coyoacán, 04510 México, D.F., 2009. ISBN: 978-607-02-0947-5.
- [17] "Acuerdo mediante el cual se expide la Política Nacional de Mares y Costas de México.," in **DOF: 30/11/2018**, ed. México, 2018.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5545511&fecha=30/11/2018
- [18] "Brushless DC Motors Used in Industrial Applications." Ohio Electric Motors.
<https://www.ohioelectricmotors.com/2015/07/brushless-dc-motors-used-in-industrial-applications/>
- [19] "Calidad del Agua en las Américas: Riesgos y Oportunidades," IANAS, México, ISBN: 978-607-8379-33-0, 2019. [Online]. Available: https://agua.org.mx/wp-content/uploads/2019/10/Calidad-de-agua-en-las-Am%C3%A9ricas_2019.pdf
- [20] L. Song and M. Elimelech, "Theory of Concentration Polarization in Crossflow Filtration," *Journal of the Chemical Society-Faraday Transactions*, vol. 91, pp. 3389-3398, 10/07 1995, doi: 10.1039/ft9959103389.
- [21] R. Rautenbach and F. P. Helmus, "Some considerations on mass-transfer resistances in solution—diffusion-type membrane processes," *Journal of Membrane Science*, vol. 87, no. 1, pp. 171-180, 1994/02/23/ 1994, doi: [https://doi.org/10.1016/0376-7388\(93\)E0130-C](https://doi.org/10.1016/0376-7388(93)E0130-C).
- [22] W. Zhou, L. Song, and T. K. Guan, "A numerical study on concentration polarization and system performance of spiral wound RO membrane modules," *Journal of Membrane Science*, vol. 271, no. 1, pp. 38-46, 2006/03/01/ 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2005.07.007>.
- [23] R. W. Baker, *Membrane Technology and Applications*, Second Edition ed. John Wiley & Sons, Ltd., 2004.
- [24] A. Sagle and B. Freeman, "Fundamentals of Membranes for Water Treatment," *The Future of Desalination in Texas*, vol. 2, 01/01 2004.

- [25] A. Soric, R. Cesaro, P. Perez, E. Guiol, and P. Moulin, "Eausmose project desalination by reverse osmosis and batteryless solar energy: Design for a 1m³ per day delivery," *Desalination*, vol. 301, pp. 67-74, 2012/09/03/ 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2012.06.013>.
- [26] M. Sarai Atab, A. J. Smallbone, and A. P. Roskilly, "An operational and economic study of a reverse osmosis desalination system for potable water and land irrigation," *Desalination*, vol. 397, pp. 174-184, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.06.020>.
- [27] S. Lee, S. Myung, J. Hong, and D. Har, "Reverse osmosis desalination process optimized for maximum permeate production with renewable energy," *Desalination*, vol. 398, pp. 133-143, 2016/11/15/ 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.07.018>.
- [28] E. S. Mohamed, G. Papadakis, E. Mathioulakis, and V. Belessiotis, "A direct coupled photovoltaic seawater reverse osmosis desalination system toward battery based systems — a technical and economical experimental comparative study," *Desalination*, vol. 221, no. 1, pp. 17-22, 2008/03/01/ 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.065>.
- [29] M. Gökçek, "Integration of hybrid power (wind-photovoltaic-diesel-battery) and seawater reverse osmosis systems for small-scale desalination applications," *Desalination*, vol. 435, pp. 210-220, 2018/06/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.07.006>.
- [30] J. G. Wijmans and R. W. Baker, "The solution-diffusion model: a review," *Journal of Membrane Science*, vol. 107, no. 1, pp. 1-21, 1995/11/15/ 1995, doi: [https://doi.org/10.1016/0376-7388\(95\)00102-1](https://doi.org/10.1016/0376-7388(95)00102-1).
- [31] Qasim, M., Badrelzaman, M., Darwish, N. N., Darwish, N. A., & Hilal, N., "Reverse osmosis desalination: A state-of-the-art review," *Desalination*, 459, 59-104 (2019). Doi: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2019.02.008>
- [32] S. Wilcox and W. Marion, "Users Manual for TMY3 Data Sets," in *Technical Report NREL/TP-581-43156*, ed. 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401-3393:

National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2008.
<https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>

[33] Modificación a la Norma Oficial Mexicana NOM-127-SSA1-1994. Agua para uso y consumo humano. Límites permisibles de calidad y tratamientos a que debe someterse el agua para su potabilización., in NOM-127-SSAI-1994, ed. México: Diario Oficial de la Federación, 2000.

[34] T. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera, and D. P. Dewitt, *Fundamentals of Heat and Mass Transfer*, 7th Edition ed. United States of America: John Wiley & Sons, 2011. ISBN: 13 978-0470-50197-9.

[35] A. Yeadon and W. H. Yeadon, *Handbook of Small Electric Motors*. McGraw-Hill Education, 2001.

[36] M. Freire-Gormaly and A. M. Bilton, "Experimental quantification of the effect of intermittent operation on membrane performance of solar powered reverse osmosis desalination systems," *Desalination*, vol. 435, 09/01 2017, doi: 10.1016/j.desal.2017.09.013.

[37] V. C. Sontake and V. R. Kalamkar, "Solar photovoltaic water pumping system - A comprehensive review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1038-1067, 2016/06/01/ 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.021>.

[38] N. R. E. L. (NREL), "Best Research-Cell Efficiency Chart," in pdf, ed, 2020.
<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>

[39] S.-H. Kim, E. INC., Ed. *Electric Motor Control: DC, AC, and BLDC Motors* United States and United Kingdom: Joe Hayton, 2017. ISBN: 978-0-12-812138-2.

[40] A. Biernat, "Electrical Machines in the Power Engineering and Automatics," U. E. F. S. Europeo. <http://www.ime.pw.edu.pl/zme/dyd/mater/emitpeaa/pm-dc-srm.pdf>

[41] SMA. *SHADEFIX: UN MODELO SUPERIOR PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA*, 2020.

[42] PVWatts Calculator. [Online]. Available: <https://pvwatts.nrel.gov/>

- [43] A. P. Dobos, "PVWatts Version 5 Manual," in *Technical Report: NREL/TP-6A20-62641*, Denver, Colorado, United States, 2014, National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf>
- [44] Perez, R.; Ineichen, P.; Seals, R.; Michalsky, J.; Stewart, R. (1990). "Modeling Daylight Availability and Irradiance Components for Direct and Global Irradiance." *Solar Energy* (44:5), pp. 271-289.
- [45] C. M. Whitaker and J. D. Newmiller, "Photovoltaic Module Energy Rating Procedure," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, United States of America, 1998. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/23942.pdf>
- [46] "Operation and Installation Manual: PCC Series, Brush Type, DC Motor Controller," ed. United States of America: Sun Pumps Inc.
- [47] S. C. Chapra and R. P. Canale, M.-H. I. E. S. A. d. C.V., Ed. *Métodos Numéricos para Ingenieros*, Quinta ed. Ciudad de México, 2006. ISBN: 978-970-10-6114-5.
- [48] A. Z. Hafez, A. M. Yousef, and N. M. Harag, "Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 754-782, 2018/08/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.094>.
- [49] "¿Sabes cuánta agua consumes?," in *Gobierno de México*, 2019. <https://www.gob.mx/conanp/articulos/sabes-cuanta-agua-consumes#:~:text=De%20acuerdo%20a%20la%20Organizaci%C3%B3n,de%20consumo%20como%20de%20higiene>.
- [50] "El efecto fotovoltaico." http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_03.htm (accessed March, 2021).
- [51] F. G. Carrasco, "Modelo Matemático de Operación para la Planta Desarrollada de Ósmosis Inversa, ubicada en Laboratorio de Ingeniería Química," Ingeniero Químico, Instituto Tecnológico de Sonora, Ciudad Obregón, Sonora, 2014.

[52] “Loom Solar 2 Panel Stand (190 Watts).” <https://www.loomsolar.com/products/loom-solar-2-panel-stand-180-watts> (accessed April, 2021).

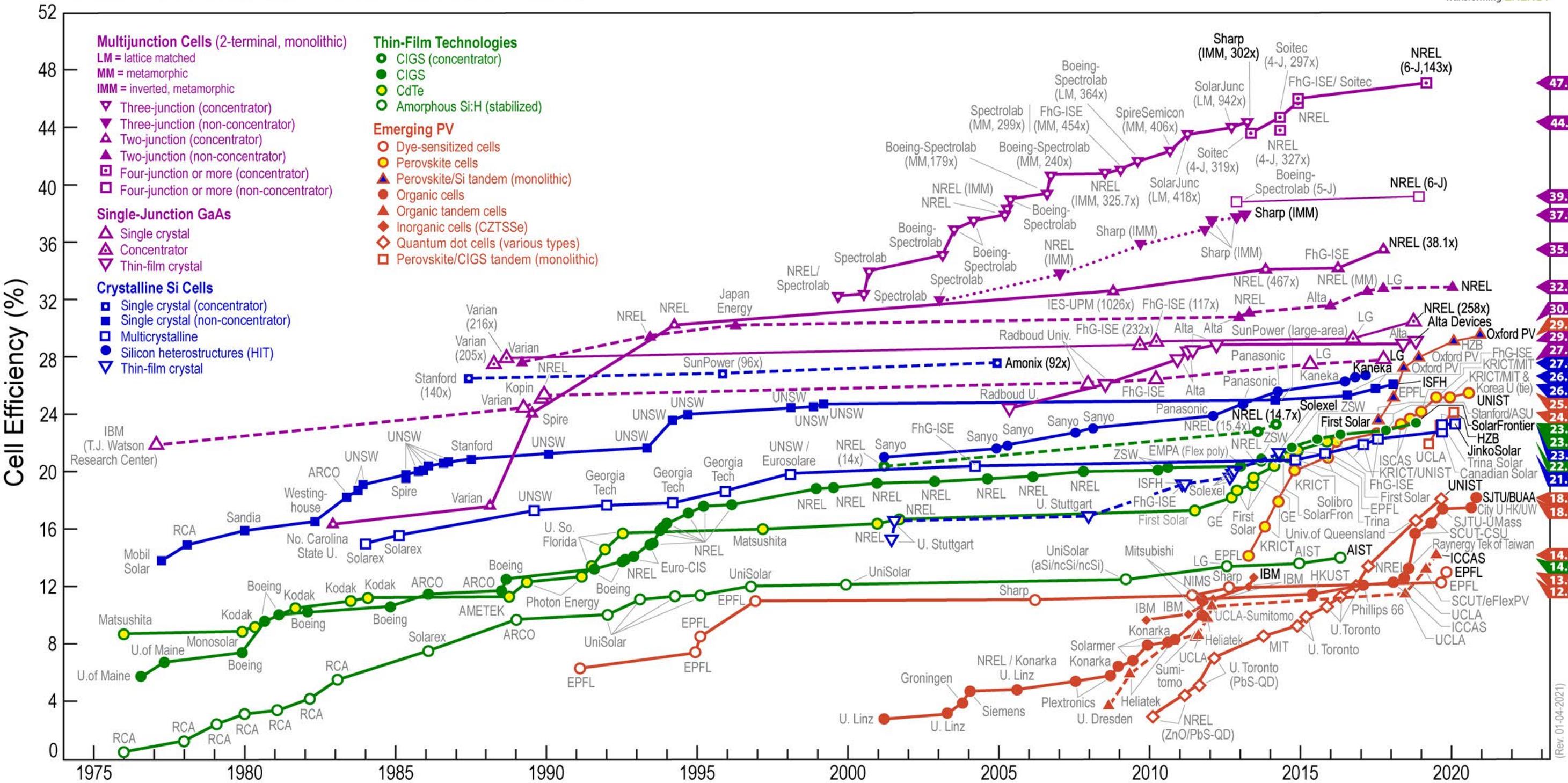
[53] “Seguidor solar.” <https://energiasolarfotovoltaica.org/seguidor-solar> (accessed April, 2021).

[54] “Sistema de seguimiento solar automático de doble eje para sistemas energía solar, 5 kW, 7 kW, 10 kW.” <https://spanish.alibaba.com/product-detail/5kw-7kw-10kw-automatic-dual-axis-solar-tracking-system-for-solar-energy-systems-60855532038.html> (accessed April, 2021).

ANEXOS

Anexo A: Comparación de celdas solares comerciales y en investigación, elaborado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).

Best Research-Cell Efficiencies



Anexo B: Manual de Funcionamiento de *PVWatts*, elaborado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés).



PVWatts Version 5 Manual

Aron P. Dobos

**NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy
Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC**

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

Technical Report
NREL/TP-6A20-62641
September 2014

Contract No. DE-AC36-08GO28308

PVWatts Version 5 Manual

Aron P. Dobos

Prepared under Task No. SS13.5030

**NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy
Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC**

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

NOTICE

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States government. Neither the United States government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States government or any agency thereof.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

Available electronically at <http://www.osti.gov/scitech>

Available for a processing fee to U.S. Department of Energy and its contractors, in paper, from:

U.S. Department of Energy
Office of Scientific and Technical Information
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831-0062
phone: 865.576.8401
fax: 865.576.5728
email: <mailto:reports@adonis.osti.gov>

Available for sale to the public, in paper, from:

U.S. Department of Commerce
National Technical Information Service
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161
phone: 800.553.6847
fax: 703.605.6900
email: orders@ntis.fedworld.gov
online ordering: <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.aspx>

Cover Photos: (left to right) photo by Pat Corkery, NREL 16416, photo from SunEdison, NREL 17423, photo by Pat Corkery, NREL 16560, photo by Dennis Schroeder, NREL 17613, photo by Dean Armstrong, NREL 17436, photo by Pat Corkery, NREL 17721.

PVWatts Version 5 Manual

Aron P. Dobos

September 4, 2014

Abstract

The NREL PVWatts[®] calculator is a web application developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) that estimates the electricity production of a grid-connected photovoltaic system based on a few simple inputs. PVWatts combines a number of sub-models to predict overall system performance, and includes several built-in parameters that are hidden from the user. This technical reference manual describes the sub-models, documents hidden parameters and assumptions for default values, and explains the sequence of calculations that yield the final system energy production estimate. This reference applies to the significantly revised version of PVWatts released by NREL in 2014.

Keywords: *photovoltaics, PVWatts, systems modeling, solar analysis*

1 Introduction and History

PVWatts is a popular web application for estimating the energy production of a grid-connected photovoltaic (PV) system. It is designed to be simple to use and understand for non-experts and more advanced users alike. PVWatts hides much of the complexity of accurately modeling PV systems from the user by making several assumptions about the type, configuration, and operation of the system. Consequently, the results should be interpreted as being a representative estimate for a similar actual system operating in a year with typical weather. The errors may be as high as $\pm 10\%$ for annual energy totals and $\pm 30\%$ for monthly totals for weather data representing long-term historical typical conditions. Actual performance in a specific year may deviate from the long-term average up to $\pm 20\%$ for annual and $\pm 40\%$ for monthly values.

PVWatts has been online since 1999, and the original algorithms in version 1 were largely based on the approach of the Sandia PVFORM tool developed in the 1980s. A technical reference manual for PVWatts version 1 is available in [1]. Since then, several versions of PVWatts have been made available, though the system performance calculations have remained largely the same as version 1. The version history is shown in Table 1.

In 2013, NREL began the process of revamping the PVWatts online web application to update the visual appeal and functionality, consolidate versions to reduce the ongoing maintenance burden, and update the energy prediction algorithms to be in line with the actual performance of modern photovoltaic systems.

While PVWatts is a useful tool for obtaining a quick estimate of energy production from a photovoltaic system, several more sophisticated tools are available for making more accurate predictions. The System Advisor Model (SAM) is a free desktop application developed by NREL that allows users to model PV systems in much greater detail [4]. SAM also includes detailed economic analysis for residential, commercial, and utility-scale systems, as well as performance models for concentrating solar power (CSP), wind, solar water heating, and geothermal systems.

Table 8. Comparison with PVWatts V1 for selected TMY2 locations

Location	Fixed	Fixed+Premium	1 Axis	Backtracking	2 Axis
AK Anchorage	14.7 %	14.3 %	6.8 %	8.0 %	9.6 %
AL Huntsville	9.7 %	11.2 %	4.9 %	5.9 %	8.5 %
AR Little Rock	9.8 %	11.5 %	4.7 %	5.6 %	8.5 %
AZ Phoenix	8.8 %	12.1 %	3.7 %	3.9 %	8.0 %
CA Sacramento	9.2 %	11.2 %	4.0 %	4.5 %	8.2 %
CO Boulder	8.9 %	10.2 %	3.3 %	3.9 %	7.3 %
CT Hartford	10.2 %	10.7 %	5.0 %	6.3 %	8.0 %
DE Wilmington	9.9 %	10.8 %	4.9 %	5.9 %	8.3 %
FL Miami	9.4 %	11.5 %	4.7 %	5.7 %	8.3 %
GA Atlanta	9.5 %	11.0 %	4.6 %	5.4 %	8.4 %
HI Honolulu	8.7 %	10.9 %	3.0 %	3.4 %	7.8 %
IA Des Moines	9.6 %	10.3 %	4.2 %	4.9 %	8.0 %
ID Boise	9.4 %	10.6 %	3.2 %	3.6 %	8.1 %
IL Chicago	10.1 %	10.7 %	4.7 %	5.7 %	8.4 %
IN Indianapolis	10.0 %	10.8 %	4.9 %	6.0 %	8.5 %
KS Wichita	9.3 %	10.4 %	4.0 %	4.6 %	8.0 %
KY Lexington	10.1 %	11.0 %	5.0 %	6.0 %	8.7 %
LA New Orleans	9.9 %	11.8 %	5.3 %	6.4 %	8.6 %
MA Boston	9.8 %	10.2 %	4.7 %	5.7 %	8.0 %
MD Baltimore	10.0 %	10.9 %	4.9 %	5.9 %	8.4 %
ME Portland	9.6 %	9.8 %	3.9 %	4.8 %	6.9 %
MI Detroit	10.5 %	10.9 %	4.9 %	6.1 %	8.2 %
MN Minneapolis	9.5 %	9.8 %	3.7 %	4.5 %	6.9 %
MO Springfield	9.6 %	10.8 %	4.4 %	5.1 %	8.3 %
MS Jackson	9.8 %	11.6 %	5.2 %	6.2 %	8.5 %
MT Great Falls	9.7 %	10.1 %	3.5 %	4.2 %	7.3 %
NC Charlotte	9.7 %	11.2 %	4.9 %	5.8 %	8.5 %
ND Fargo	9.6 %	9.6 %	3.3 %	4.1 %	6.6 %
NE Omaha	9.5 %	10.4 %	4.2 %	5.0 %	7.5 %
NH Concord	9.8 %	10.3 %	4.3 %	5.2 %	7.6 %
NJ Newark	10.2 %	10.8 %	5.3 %	6.4 %	8.6 %
NM Albuquerque	8.5 %	10.3 %	3.6 %	4.0 %	7.6 %
NV Las Vegas	8.5 %	11.2 %	3.0 %	3.1 %	7.8 %
NY Albany	10.2 %	10.6 %	4.4 %	5.4 %	8.0 %
OH Cleveland	10.8 %	11.4 %	5.3 %	6.5 %	8.6 %
OK Tulsa	9.5 %	10.8 %	4.2 %	4.9 %	8.4 %
OR Portland	11.6 %	12.6 %	5.6 %	6.6 %	9.9 %
PA Harrisburg	10.0 %	10.9 %	5.0 %	6.0 %	8.6 %
RI Providence	9.8 %	10.2 %	4.8 %	5.8 %	8.1 %
SC Charleston	9.5 %	11.1 %	4.7 %	5.5 %	8.4 %
SD Sioux Falls	9.6 %	10.1 %	3.8 %	4.5 %	7.1 %
TN Chattanooga	10.1 %	11.7 %	5.4 %	6.4 %	9.0 %
TX Abilene	8.9 %	10.6 %	3.6 %	4.1 %	7.9 %
UT Salt Lake City	9.4 %	10.9 %	3.6 %	4.1 %	7.8 %
VA Richmond	9.8 %	10.9 %	4.8 %	5.7 %	8.4 %
VT Burlington	10.1 %	10.3 %	4.1 %	5.1 %	7.4 %
WA Yakima	9.8 %	11.2 %	3.3 %	3.7 %	8.1 %
WI Madison	9.9 %	10.2 %	4.6 %	5.7 %	7.8 %
WV Elkins	10.7 %	11.3 %	5.9 %	7.4 %	9.0 %
WY Cheyenne	8.8 %	9.2 %	2.9 %	3.4 %	7.2 %
Average	9.8 %	10.9 %	4.4 %	5.3 %	8.1 %

Anexo C: Manual del Cálculo de energía del módulo fotovoltaico.

Photovoltaic Module Energy Rating Procedure

Final Subcontract Report

C.M. Whitaker and J.D. Newmiller
Endecon Engineering
San Ramon, California

NREL technical monitor: B. Kroposki



National Renewable Energy Laboratory
1617 Cole Boulevard
Golden, Colorado 80401-3393
A national laboratory of
the U.S. Department of Energy
Managed by Midwest Research Institute
for the U.S. Department of Energy
under Contract No. DE-AC36-83CH10093

Prepared under Subcontract No. AAI-4-14192-01

January 1998

This publication was reproduced from the best available camera-ready copy submitted by the subcontractor and received no editorial review at NREL.

NOTICE

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States government. Neither the United States government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States government or any agency thereof.

Available to DOE and DOE contractors from:
Office of Scientific and Technical Information (OSTI)
P.O. Box 62
Oak Ridge, TN 37831
Prices available by calling (423) 576-8401

Available to the public from:
National Technical Information Service (NTIS)
U.S. Department of Commerce
5285 Port Royal Road
Springfield, VA 22161
(703) 487-4650





Quality First!

www.sunpumps.com

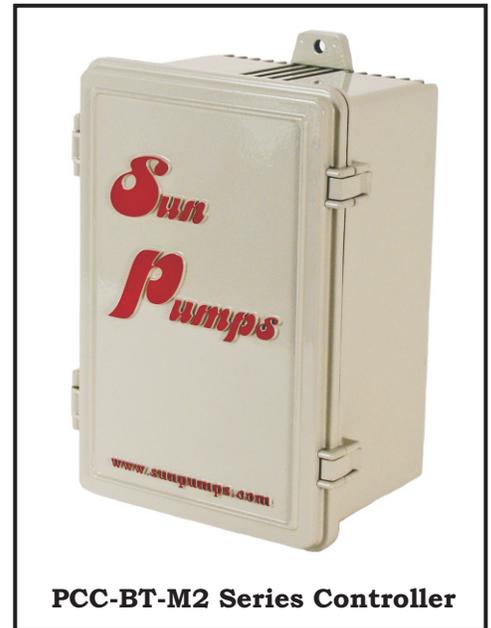
Current Booster

PCC Series Pump Controller For Brush Type DC Motors

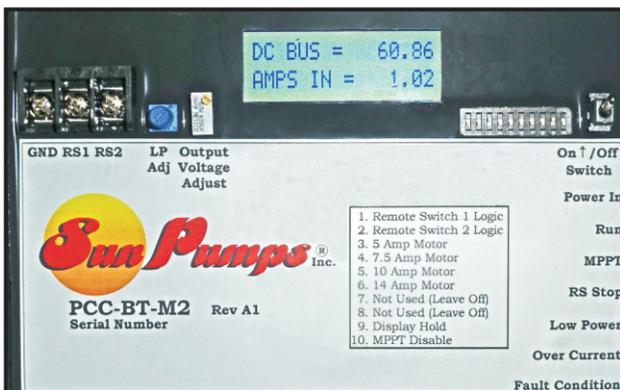
SunPumps PCC-BT-M2 pump controllers are high quality, micro-processor controlled DC power converters. The PCC-BT-M2 controller is a significant step in smart control of your solar water pumping system and is designed to be an interface between a solar array and a brush type DC motor. The main purpose of the controller is to maximize the total daily water delivery while providing electrical protection for the pump motor and the controller.

The PCC series controllers will boost the current of solar modules in low sunlight conditions while holding the voltage of the solar modules at the maximum power point. This allows a pump to start much earlier in the morning, reach maximum production faster, operate better on cloudy days, and run longer in the evenings.

SunPumps PCC series pump controllers have many unique features designed specifically for water pumping. These features include maximum current regulation, maximum voltage regulation, sometimes referred to as “motor speed control”, two remote switch circuits, low power shut-down to save wear on the pump, and indicator lights.



PCC-BT-M2 Series Controller



Controller Features

1. Current boosting for matching load requirements.
2. Maximum Power Point Tracking.
3. Current regulation for different motors.
4. Adjustable output voltage regulation. (0-195 VDC)
5. Reverse polarity protection. (20 Amps Max)
6. Transient protection and surge suppression.
7. Digital display showing system status.
8. LED indicators for various operations.
9. Powder coated Aluminum NEMA 3R enclosure.
10. Low power shut down circuit.

SunPumps PCC-BT-M2 pump controller has a very wide input range to match a variety of systems and can operate with voltage inputs from a 24 volt battery system to a 300 volt open circuit photovoltaic solar array. Output voltage range is from 0 VDC to 195 VDC. The maximum output power is rated at 2730 watts.

The built in LCD screen displays various operating parameters including input voltage and current, motor voltage and current, power, controller board temperature and various system status messages.

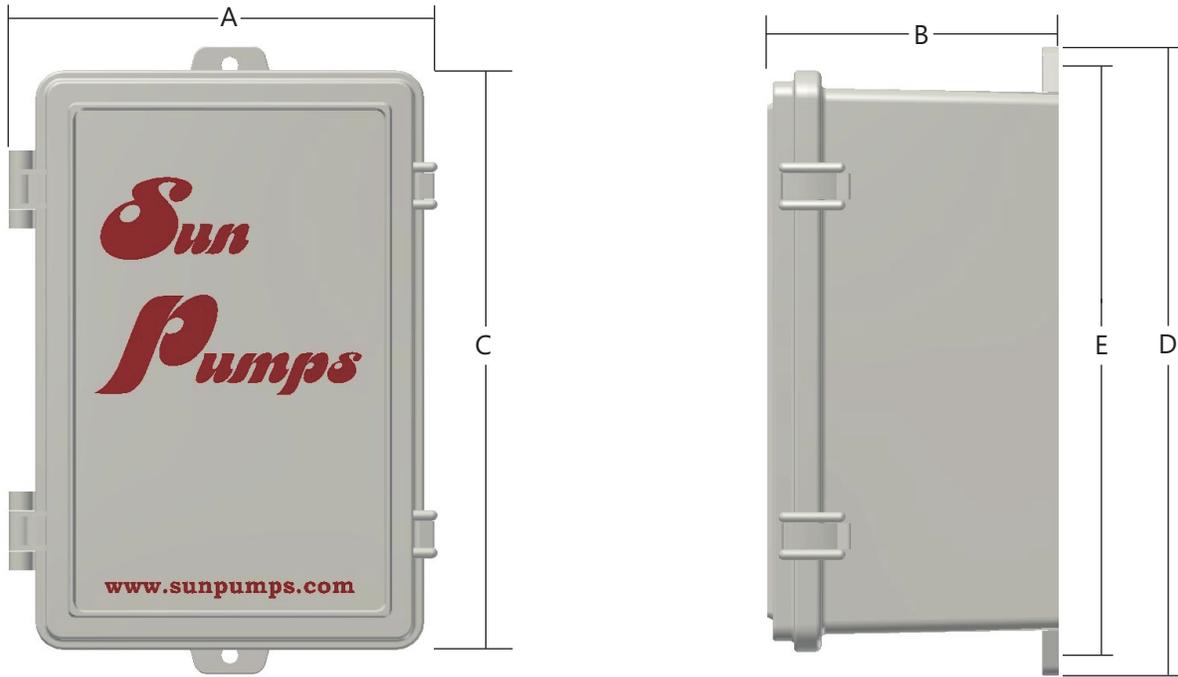
**Independent Water
Pumping Systems**

Made in America

Phone: (928) 348-9652

Fax: (928) 348-9653

DIMENSIONS AND WEIGHTS



Dim.	A-Series Box		C-Series Box	
	Inches	Cm	Inches	Cm
A	6.3	16.0	8.0	20.3
B	4.2	10.5	5.5	14.0
C	6.7	17.0	10.8	27.4
D	7.7	19.5	11.7	29.7
E	7.0	17.8	11.0	27.9



SOLAR PUMPING PRODUCTS

325 E. Main Street
Safford, AZ 85546

www.sunpumps.com

For free system sizing, technical support, or to place an order call:

Phone: (928) 348-9652

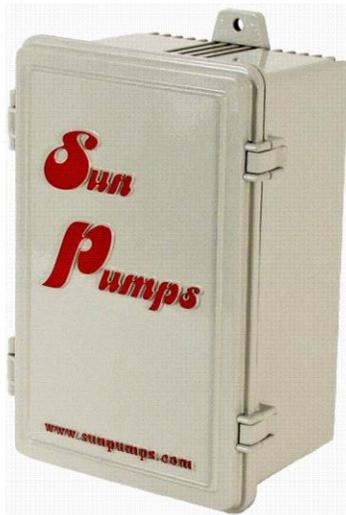
Fax: (928) 348-9653

Made in America

**Anexo E: Manual de Operación del Controlador de la bomba
SunPumps Modelo SIJ 2.4-900P-180 BT**

**OPERATION AND
INSTALLATION
MANUAL**

**PCC Series
Brush Type
DC Motor Controller**



Manufactured & Serviced By:

**SunPumps, Inc.
325 E. Main St.
Safford, AZ 85546
(928) 348-9652**



Made in America

Table of Contents

Introduction	1.0
Precautions	
Product Overview	2.0
Controller Features	2.1
Application	2.2
Installation and Operations	3.0
Warning	
Location	3.1
Installation Basics	3.2
Wiring	3.5
Figure 1: Controller Wiring Diagram	
Figure 2: Dip Switch Settings	
Controller Settings	3.6
Auxiliary Control	3.7
Current Regulation	
Remote Switch	
Low Power Shut-Down Circuit	
Output Voltage Adjustment (Motor Speed Control)	
Figure 3: Display Screens	
Troubleshooting	4.0
Controller does not turn on	
Controller turns on but pump does not run	
Pump is running but the output is low	
Pump draws excessive current	
Before Calling Sun Pumps	
Warranty Statement	6.0

Phone (928) 348-9652 Fax (928) 348-9653

1.0 Introduction

Thank you for selecting a SunPumps PCC-BT series solar pump system. The PCC-BT series pump controller is a key component to high quality solar powered pumping systems. Their stand-alone, pollution free and low noise operation makes them an ideal solution for remote homes, irrigation projects, and wildlife and stock watering without violating the environment.

The PCC-BT series controllers are microprocessor based solid state DC power converters designed as the interface between a solar module array and a brush type DC pump motor. The purpose of the controller is to operate the high efficiency, high reliability DC motor and maximize the total daily water output while providing protection for the pump as well as providing an interface with other related pumping system equipment and accessories.

Although these PCC-BT series pump controllers are easy to install, please read this manual to become familiar with the controller features, functions, connection points and various configurations. For future reference, keep this manual and other relevant product information in a safe place.

PRECAUTIONS

- **Safety First – Always understand what you are doing when working with any form of electricity. Guessing may cause product damage and/or severe personal injury.**
- **Shut down all power when working on the system.**
- **Do not attempt to feed live wires into the PCC-BT series controller. Product damage and/or personal injury may result.**
- **Do not exceed the voltage rating of the controller.**
- **Do not splash water on the controller when the cover is open.**
- **Mount the controller in a shaded, well vented, *vertical* position.**
- **Installation of this system should be done by a licensed Pump Contractor.**

2.0 Product Overview

The SunPumps PCC-BT series controllers were designed for brush type DC motors. When properly installed and configured, the unique features incorporated into this stand-alone system will automatically control and protect your pump system permitting longer dependable, trouble free service. The controller is designed for an open circuit voltage up to 300 volts DC with a recommended nominal voltage from 30 to no greater than 220 volts DC. The nominal voltage of the system should be sized according to the desired pump voltage and power. The controller has various settings for the maximum current and will be discussed later in this manual.

2.1 Controller Features

1. Current boosting for matching the load requirements of the pump.
2. Voltage regulation of the solar electric array at its maximum power point. (Maximum Power Point Tracking or MPPT)
3. Current regulation at 5, 7.5, 10, or 14 amps. (Configurable via dip switches)
4. Settable output voltage regulation 195 to 0 volts (Factory default is set to 195 volts).
5. Adjustable output motor voltage control for precision output flow and motor protection.
6. Reverse polarity protection (20 amperes maximum) on the input terminals.
7. Transient protection and surge suppression (additional lightning arrestor is also recommended).
8. Digital display indicating status including power, voltage, current and more.
9. System ON/OFF switch.
10. LED indicators; 1. Power In, 2. Motor Run, 3. MPPT, 4. RS Stop, 5. Low Power, 6. Over-Current, 7. Fault Condition.
11. Weather resistant powder coated, die cast aluminum enclosure with a hinged door.
12. Rising clamp screw terminal blocks – no fork terminals required.
13. Two remote switch interfaces – float switch or remote shutdown –Normally Open or Normally Closed, user selectable logic.
14. Zero, three, seven and ten minute turn on delay for Remote Switch 1.
15. Low Power Shut Down circuit

2.2 Application

The only application the PCC-BT series controllers are designed for is the interface between a solar module array and a compatible brush type DC motor. Check with SunPumps, Inc. for motor compatibility.

No other applications or DC power sources are recommended or warrantied unless written approval is provided by the SunPumps factory.

3.0 Installation and Operation

The following sections are outlined in a step-by-step format to guide you through the installation and configuration of a PCC-BT series controller. The procedure for installing the SCB, SCP or pump jack is not in the scope of this manual. Any licensed pump contractor will be familiar with the proper installation procedures. The installation and operation should be in accordance with local regulations, accepted codes of good practice and common sense.

Before installing any pump system read all product manuals then review all system components to become familiar with the physical and electrical layout. Check all equipment for any product damage. Refer to applicable figure(s) as a guide during the installation. Controller door must be closed during normal operation.

Warning

Reverse polarity on a panel system capable of producing over 20 amps will result in non-warrantied product damage. Please check polarity before connecting power to the controller.

*This controller is for brush type DC motors only. Do **NOT** use this controller for other types of motors. Compatible motors must be used. Proper voltage and current rating of the motor is essential. Be certain to set the current and voltage of the controller to protect your motor. Proper sizing of the solar panel array will maximize the efficiency and production of the system.*

3.1 Location

As the majority of system installations vary greatly, only general comments can be made about the installation location. Prior to installing the system, it is suggested to make a system layout plan. During the system layout, take into consideration any potential shading of the solar electric modules, wire runs, wire size, conduit runs, trenching, controller accessibility, tank location, pump head etc. Shading even a small portion of the array can reduce the output of the entire array and thus reduce or completely stop the output of the pump. There is no substitute for a good plan!

The PCC–BT series controller can either be mounted indoors or outdoors. Locate all system equipment as close as possible to each other. For top of pole mount racks, the controller is usually mounted on the north side (shaded side) of the mounting pole. The controller must be mounted in a vertical position for proper cooling and to keep the electronics dry. The pole should be located close to the pump installation. This general physical layout is conducive to clean installation both aesthetically and electrically.

3.2 Installation Basics (Read carefully before installation)

1. For optimum pump performance make sure that the wire is sized properly for the length of run between the pump and the solar modules. Wire sized too small will cause a decreased output from the pump. Keep the distance from the solar modules to the pump as short as possible. Refer to a DC wire loss chart for proper sizing. It is recommended to keep the voltage drop under 3%.
2. Due to the aggressive action of DC power, it is essential that any wire splice be made correctly. This splice must be watertight if it is to be submerged. Improper sealing of the splice will cause poor pump performance and may cause damage to the system. Wire splicing must be done in accordance to local, state and national electrical codes. A submersible 3 wire splice kit is recommended for watertight connections.
3. Never install the controller in direct sunlight. Direct sunlight on the controller may cause overheating of or damage to the controller.
4. Never lay the controller on the ground or mount the controller in a horizontal position. **The controller should be mounted in a vertical position only.** A convenient place to mount the controller is on the north side (shaded side) of the solar module array.
5. The controller should be grounded to the pump motor housing, the frame of the solar modules and to an 8-foot ground rod. The cemented support structure pole will not provide an adequate ground. Do not ground the positive or negative electrical wires. Always use a DC surge/lightning arrestor on the panel side of the controller. (Midnight Solar MN-SPD surge arrestor is recommended)
6. Do not ground the array positive or negative electrical wires.

3.3 Wiring

Prior to connecting any wires to the controller, be sure you have a system wiring diagram to use as a reference (see figure 1). Guessing at polarity and connection points is not worth the risk of potential product damage and/or personal injury.

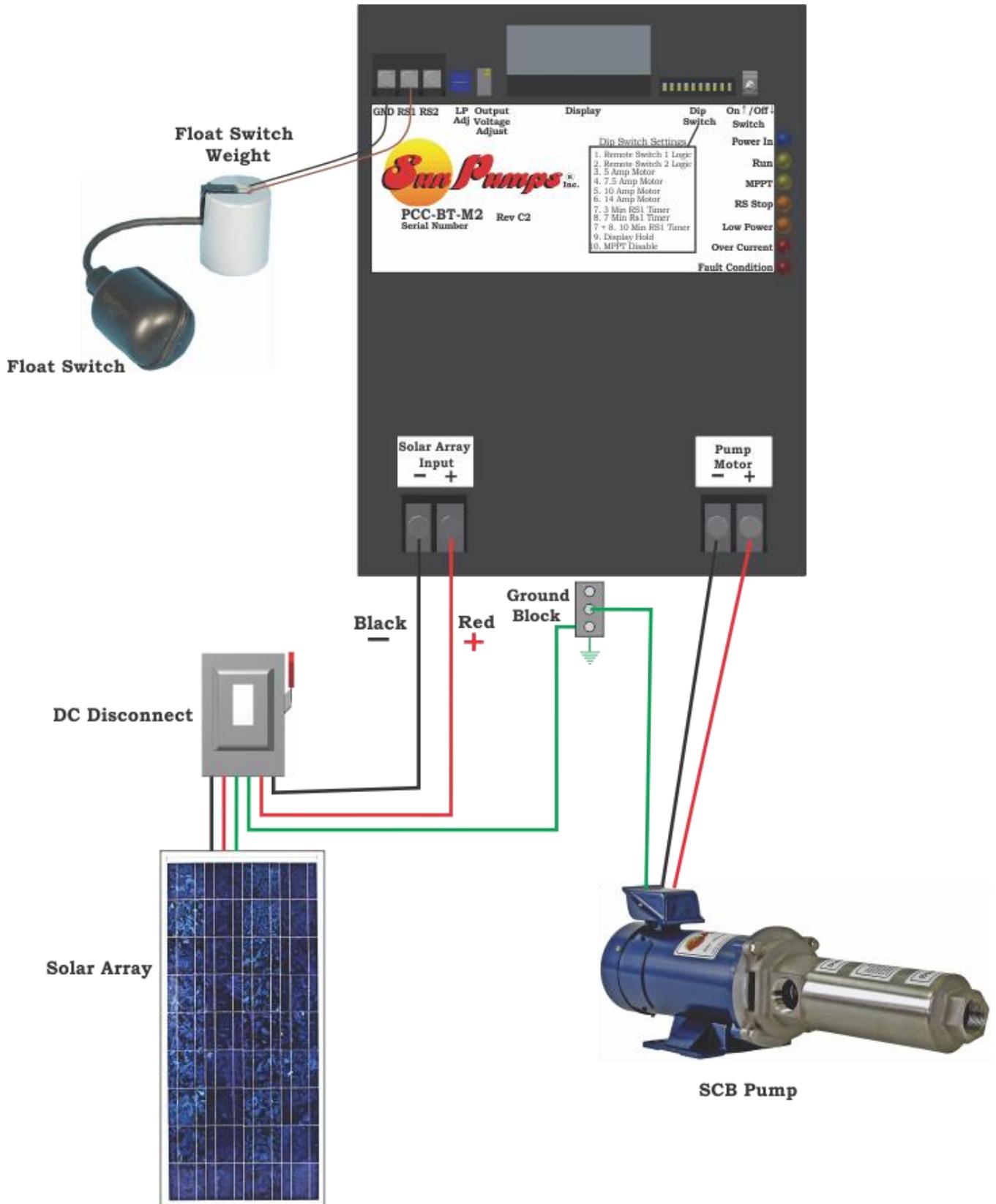
Ensure the wire sizes are of adequate diameter (gauge) to minimize voltage drop. Please refer to a DC voltage loss table or call your SunPumps dealer for assistance. Wire gauge being too small will cause excessive voltage losses to the motor and will reduce the flow rate of the pump.

All other system equipment should be installed before proceeding with wiring the controller. Double check polarity and wire termination tightness before powering up the system.

CAUTION: Photovoltaic panels produce DC electricity when exposed to sunlight. Install a disconnect switch between the solar modules and the controller.

Figure 1

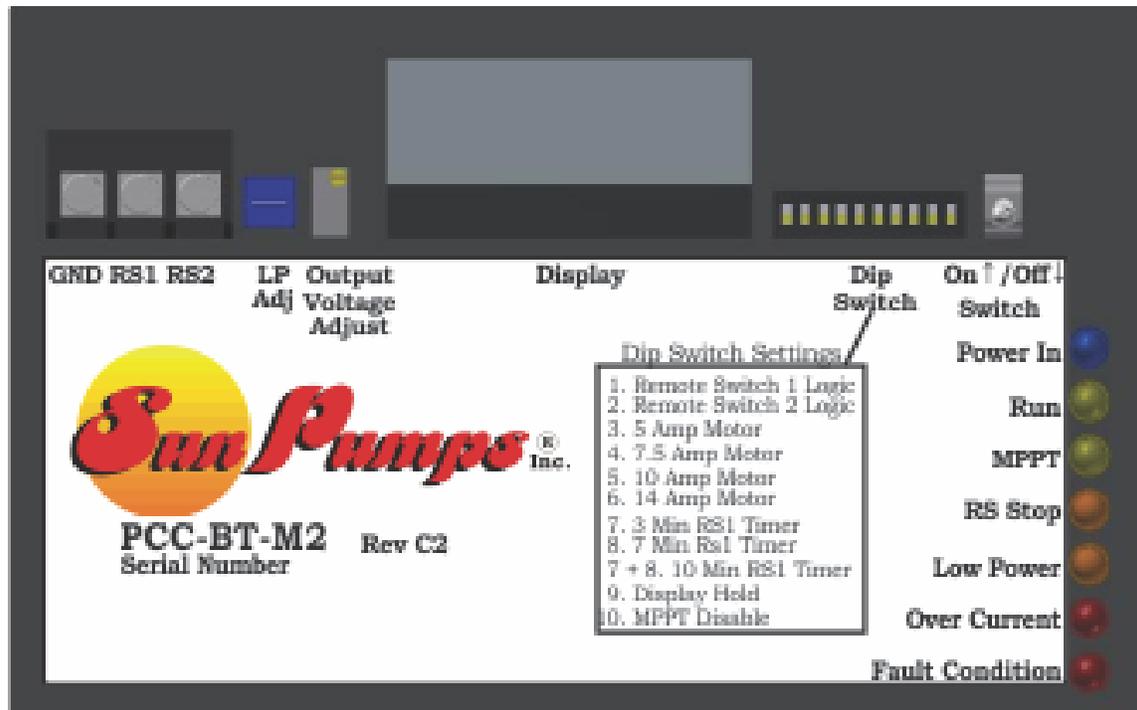
Controller Wiring Diagram



1. After mounting the controller, switch the controller to the OFF position.
2. Verify that only one current set dip switch is on and that it is the proper current setting for your pump system.
3. Connect ground rod conductor to the controller chassis ground block.
4. Connect solar module frame ground conductor to controller chassis ground block.
5. Connect the green pump ground conductor to controller chassis ground block.
6. Connect pump motor leads to the corresponding "Pump Motor" terminals on the controller. Negative to the "-" terminal and positive to the "+" terminal. Verify this connection is made on the "Pump Motor" terminals of the controller and not the "Solar Array" terminals.
7. NOTE: The power should be connected to a disconnect and it should be in the OFF position before connecting power to the controller. Verify that the disconnect switch is in the off position. Connect the DC source supply negative (-), the black conductor, to one of the controller terminals labeled "-" on the "Solar Array Input".
8. Connect the DC source supply positive (+), the red conductor, to one of the controller terminals labeled "+" on the "Solar Array Input".
9. Refer to the next section for "Remote Switch 1" and "Remote Switch 2" connections as well as "Adjustment Procedures" for configuration.
10. At this point, all system components are installed and wired, double check conductor polarities, wire termination tightness and controller configuration. With a DC volt meter check the array open circuit voltage (Voc) on the array side of the disconnect switch and the module polarity. Record the Voc for future reference. You may do this on the Before Calling Sun Pumps Worksheet near the end of this manual. Open circuit voltage should not be higher than 300 volts for the PCC-BT series controllers. The general recommendation for the solar array is sized for a **nominal voltage no less than the desired motor voltage and no greater than 40 volts above the motor rated voltage**. Contact SunPumps if you would like a recommendation for your specific installation.
11. After you have verified the voltage and polarity, turn the disconnect switch on - if the polarity is correct the first LED light will be on.
12. Turn the "On/Off" switch to the ON position. The system should be operational. If the system does not start and turns on any error lights or gives you an error message, proceed to the troubleshooting guide.

Figure 2

Dip Switch Settings



Switch Number	Switch Position	Description	Function	Default Setting
1	OFF	Remote Switch Logic 1	Turns pump off when “RS1” and “GND” terminals connect.	OFF
1	ON	Remote Switch Logic 1	Turns Pump on when “RS1” and “GND” terminals connect.	OFF
2	OFF	Remote Switch Logic 2	Turns pump off when “RS2” and “GND” terminals connect.	OFF
2	ON	Remote Switch Logic 2	Turns pump on when “RS2” and “GND” terminals connect.	OFF
3	ON	5 Amp Setting	Sets current regulation to 5 amps.	OFF
4	ON	7.5 Amp Setting	Sets current regulation to 7.5 amps.	OFF
5	ON	10 Amp Setting	Sets current regulation to 10 amps.	OFF
6	ON	14 Amp Setting	Sets current regulation to 14 amps.	OFF
7 & 8	OFF	RS1 Switch Turn-On Timer	No Timer is Active	OFF
7 Only	ON	RS1 Switch Turn-On Timer	3 Minute Turn-On Timer	OFF
8 Only	ON	RS1 Switch Turn-On Timer	7 Minute Turn-On Timer	OFF
7 & 8	ON	RS1 Switch Turn-On Timer	10 Minute Turn-On Timer	OFF
9	ON	Display Freeze	Holds display on current screen	OFF
10	ON	MPPT Disable	Disables the MPPT function of the controller. For testing only.	OFF

3.4 Controller Settings

The PCC series controllers have several settings (see figure 2). Most features include system configuration adjustments, some of which are user selectable by an eight position DIP-switch located on the face of the controller.

Switch 1 is the Remote Switch Logic 1. With this switch off (down), terminals “RS1” and “GND” must be connected to turn the controller off. With this switch on (up), terminals “RS1” and “GND” must be connected to turn the controller on. Never connect a float switch between “RS1” and “RS2” terminals.

Switch 2 is the Remote Switch Logic 2. With this switch off (down), terminals “RS2” and “GND” must be connected to turn the controller off. With this switch on (up), terminals “RS2” and “GND” must be connected to turn the controller on. Never connect a float switch between “RS1” and “RS2” terminals.

Switches 3, 4, 5 and 6 are current regulation settings. The controller will regulate current at 5, 7.5, 10 and 14 amps respectively depending on which one of the 4 dipswitches is on. One must be on for the controller to operate but only one should be on at a time. In the case of multiple switches the lower current setting will take precedence.

Switches 7 and 8 are used for a turn-on timer for remote switch 1. With both off, there will be no timer and the pump will turn on immediately. With only dip switch 7 on, the timer will be 3 minutes from the time the “RS1” and “GND” connect/disconnect until the pump turns on. With only dip switch 8 on, the timer will be 7 minutes from the time the “RS1” and “GND” connect/disconnect until the pump turns on. With dip switches 7 & 8 on, the timer will be 10 minutes from the time the “RS1” and “GND” connect/disconnect until the pump turns on.

Switch 9 is used to control the user interface. When switch 9 is down, the LCD will display various screens conveying pump and controller operating parameters. The display will cycle through each screen at a predetermined rate. For troubleshooting and some setup features certain screens are desired. By turning dip switch number 9 on, the display will stop cycling and the current screen will stay on the display.

Switch 10 is used to disable the Maximum Power Point Tracking feature for testing purposes. All other functionality of the controller remains unchanged including the current and voltage regulation which will continue to function normally. The low power setting will be ignored but minimum input voltage and current will still be functional.

3.5 Auxiliary Control

The auxiliary control circuits are configured and controlled with the “Dip Switches”, “LP Adj.”, “Output Voltage Adjust” and the “RS1”, “RS2” and “GND” terminals. (See Figure 2)

These circuits offer expanded capability and are described here. The remote switch controls are for float switches (storage tank level), pressure switches or a remote system “ON/OFF” toggle switch.

The output voltage adjustment is for regulating the output voltage to the pump and is used to limit the maximum flow rate of the system.

There are also the low power shut down and current regulation circuits. See each corresponding detailed description below.

NOTE: Use only “Shielded Wire” to run from the remote switch to the controller. The shielding must be grounded to the controller side only. This can be done on the terminal labeled “GND” or on the ground lug at the bottom of the controller. If shielded wire is not used, induced voltages from lightning storms or two-way radio transmissions could damage the controller.

Current Regulation

The PCC-BT series controller is designed to run at the maximum power possible for the system. This may be the maximum power point of the solar panels, the maximum current of the pump motor or it may be at the maximum output voltage of the controller. When enough power is available to run the pump at the maximum current, the current regulation will limit the pump to maximum current set by the dip switches. During this regulation the “Over Current” LED on the controller will flash. This is normal operation.

If the controller is not able to build an output voltage when the current is maximized, the controller will turn off in over current or a fault condition. This implies the motor is not spinning and should be checked.

Remote Switch

The Remote Switch 1 and Remote Switch 2 interface can serve as automatic switches when used with a water storage tank mounted float switch, a pressure switch or may also serve as a manual system switch with a remote system ON/OFF toggle switch. The remote switch logic feature (dip switches 1 and 2) allow the use of standard “Pump-Up or Pump Down” float switches. Please refer to the following operation scenarios for configuration options.

Remote Switch 1: With switch number 1 in the *OFF* position, the controller is configured to accommodate a Normally Open (N.O.) float switch or remote toggle switch. In this configuration the controller will operate as follows:

PUMP ON

float switch open = water tank low = pump ON

PUMP OFF

float switch closed = water tank high = pump OFF

With switch number 1 in the *ON* position, the controller is configured to use a Normally Closed (N.C.) float switch, pressure switch or remote toggle switch. In this configuration the controller will operate as follows:

PUMP ON

float switch closed = water tank low = pump ON

PUMP OFF

float switch open = water tank high = pump OFF

Remote Switch 2: Operation is the same as Remote Switch 1 except instead of using the “RS1” terminal and Dip Switch 1, use the “RS2” terminal and Dip Switch 2.

Low-Power Shut-Down Circuit (LP)

The Low-Power Shut-Down Circuit (LP) turns the pump off any time the controller output power drops below a functional level. This is usually caused by lack of power from the solar panels but may be caused by a change in the pump. This protects the pump in stall conditions and saves wear on the system when no or very little water is being pumped. This feature must be adjusted for your specific application. When using positive displacement pumps, setting this feature is essential for proper system operation.

This feature is always monitoring the output of the controller to the motor. If you are not interested in using this feature turn the “LP Adj” trim pot fully counter-clockwise (recommended for circulator pumps with low total dynamic head). This will give the pump the minimum low power set point possible.

LP Adjustment

The Low Power Shut-Down circuit is adjusted using the same trim pot labeled “LP Adj.” on the controller. The default is the arrow pointing straight up. This adjustment will maximize the life and output of your system. On a sunny day with plenty of power available, follow the steps below to adjust this feature.

1. Turn the “LP Adj.” trim pot fully counter clockwise.
2. Turn the “Output Voltage Adjust” trim pot counter clockwise until the pump is pumping the desired minimum flow. This may be down to 0 gal/min for centrifugal pumps but is not recommended. Call SunPumps if you need a recommendation for positive displacement systems.
3. Turn the “LP Adj.” trim pot slowly clockwise until the pump shuts off.
4. For verification go to the power display and compare the POWER reading to the LP (low power) reading. They should be very close. Usually the LP setting should be slightly lower than the POWER reading at this minimum flow.
5. Reset the “Output Voltage Adjust” trim pot back to the desired position.

Output Voltage Adjustment (Motor Speed Control)

The Output Voltage Adjustment is used to help protect your motor from accidentally receiving too much voltage or to control the speed of the pump motor and thus the flow rate of the pump. It is highly recommended that you set this value to the voltage rating of your pump. However, it can also be used any time specific flow rates are required. The maximum output voltage (MV) is displayed on the LCD with POWER and LP. Maximum setting is 195 volts.

Output Voltage Adjustment

The purpose of this procedure is to adjust the maximum output voltage of the controller and better protect the motor or to reduce the flow of the pump. If tests have shown the pump will not produce the maximum flow desired, then the controller “Output Voltage Adjust” feature can be used to match the flow rate of the pump to the desired flow rate. If you do not desire to limit the flow of the water, it is still recommended that you set this value to the nominal voltage of your motor for proper protection.

1. With the system installed and controller properly configured, allow the pump to run at full power during mid-day.
2. Slowly turn the “Speed Control” trim pot located on the face of the controller counter clockwise until the flow rate is at the desired maximum.

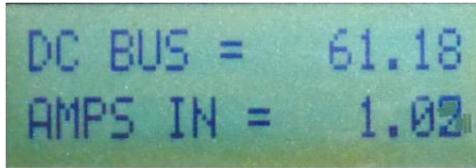
(NOTE: The trim pot has a 15- turn range and the maximum voltage is set at 195 volts. It may take many complete turns in a counter-clockwise direction before you will notice any change in water output or output power on the display, however the motor voltage setting, labeled “MV”, should start to change after one or two turns).

Figure 3

Display Screens



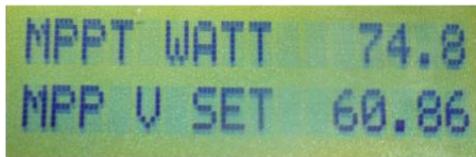
Status Screen may show additional information regarding system status, especially errors.



Input Screen shows the voltage of the DC input and the current consumed by the pump.



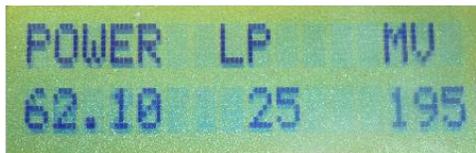
Output Screen shows the voltage on and current through the Pump Motor terminals.



Maximum Power Point Screen displays the controller setting for the MPP of the solar array.



Duty Cycle Screen shows internal values for the duty cycle and motor voltage set point. This is mostly used for troubleshooting.



Power Screen shows the power consumed by the motor, the low power set point and the maximum motor voltage allowed.

The display cycles through various screens showing information about the status of your system. To freeze the display turn dip switch 9 on.

NOTE: Because dip switch 9 will freeze the display on the current screen, if the system is powered up with switch 9 on, the display will only show the SUNPUMPS, INC screen. Turn off switch 9 to unfreeze the display.

4.0 Troubleshooting

Sun Pumps, Inc. is dedicated to its customers and will gladly help you trouble shoot any problems with your system. However, especially during the busy summer pumping season, we may not be able to help you right away. Using this trouble shooting guide as your first resource when your system is not working properly can save you valuable time in getting your system fully functional. If at any time however, you are not comfortable performing any of these tasks, or do not fully understand the system, it is better to call than to guess. **Before calling please go through the section below labeled “Before Calling Sun Pumps” and complete the steps there.**

CONTROLLER DOES NOT TURN ON

1. Check the LED's on the face of the controller. The top LED, labeled “Power In”, should be on. This indicates power is connected to the controller and the polarity is correct. If it is not on, verify that the controller is properly wired, including polarity, and that the input terminals have at least 30 volts. Less than 30 volts at the input terminals and the unit may show no signs of operation. If you do have at least 30 volts in the right polarity, contact Sun Pumps for further assistance.
2. If the expected voltage is not present, disconnect the panels from the controller using the disconnect, and check any fuses and breakers in the system. Replace blown fuses and reset tripped breakers.
3. If there are not blown fuses and no tripped breakers, check the open circuit voltage of your array. If the open circuit voltage is not correct trouble shoot the array to find the problem. If the open circuit voltage is correct, call Sun Pumps for further assistance.

CONTROLLER TURNS ON BUT PUMP DOES NOT RUN

1. Make sure the On/Off switch is in the up position. (On)
2. The second LED is labeled “Run”. This indicates the pump is running. If it is on, listen for the sound of the motor. Check for breaks in the pipe. If you cannot find a problem call Sun Pumps for further assistance.
3. Check the fourth LED, labeled “RS Stop”; this is the remote switch shutdown indicator. If it is on, the remote circuit is preventing the controller from running the pump. Set the #1 and #2 dip switches to off and disconnect any remote switches. If the pump starts, troubleshoot the remote switches individually. If the pump does not start and the LED is still lit, call Sun Pumps for further assistance.
4. Check the fifth LED, labeled “Low Power”; this is the low power shutdown indicator. If it is on, the controller detected a low power condition. The low power shut down is a common occurrence on days when clouds which block the sun are momentarily present. First check the input voltage to the controller. This will be shown on the LCD screen and is labeled DCBUS. Verify that this exceeds 30 volts. If it does not meet or exceed the minimum voltage, you do not have enough power to start your pump. **Note:** To accurately trouble shoot this feature there should be absolutely no clouds blocking the sun at any time during the following tests. If you have enough input voltage, turn the controller off then on again to reset this fault. If the low power condition still exists then the controller will start but shut down again. Verify power using the LCD screen. Wait for the screen to cycle to the power reading and turn on dip switch # 9. Note the number underneath the “LP” on the display. Cycle the pump off then on and watch the power reading. If the power reading goes higher than the LP set point, the controller is shutting down due to low output current or voltage condition. If the number is not higher than the set point, skip to step 5. Check to verify the pump is not running out of water. If your pump is not running out of water, call Sun Pumps for further assistance.
5. Verify the current setting of dip switches 3, 4, 5 and 6 are correct. Only one should be on for normal operation and should coincide with the current rating on your motor. You should reduce the LP Adj trim pot to the minimum by turning it counter clockwise until it stops. Restart the controller by cycling the On/Off switch. If the controller again shuts down in low power, call Sun Pumps for further assistance.

6. If the sixth LED, labeled “Over Current” is on, the controller has exceeded its current limit and shut down. Turning the controller off then on again will reset this fault. If the controller continues to need high current, it will turn itself off again. Check the pump for a short to ground using an ohm meter and call Sun Pumps for further assistance. This light may flash in normal operation if the controller output is equal to the current setpoint. If both the sixth and seventh LED are lit, the controller has detected a motor fault too many times in the day and has shut down for the day. Cycle the on/off switch and verify the LP is properly adjusted.
7. If only the seventh LED, labeled “Fault Condition”, is on, this indicates a motor or controller fault. Check the controller display for the type of fault. Check motor wiring and connections. If you cannot solve the issue, contact Sun Pumps for further assistance.
8. Check for proper dip switch settings on your controller. Only one current setting should be on for normal operation.
9. Check for proper controller input voltage. A quick look at the controller display will verify the array voltage. If the pump is not running the display should be reading the array open circuit voltage, (Voc). Verify that this voltage is below 300 volts. Check the Voc on the label on the back of the solar modules and multiply this figure times the number of modules that are connected in series. This number should be + - 10% of the display reading. If it is not then confirm all electrical terminations are tight and secure. Use a DC volt meter to check each solar module for proper open circuit voltage (Voc). One bad module will drop the voltage on the complete series string. If you cannot determine the failure, call SunPumps for further assistance.

PUMP IS RUNNING BUT THE OUTPUT IS LOW

1. Make sure you have full sun light at midday, that there are no clouds and no shadows on any part of the array. Then verify power coming out of the controller. Look at the LCD screen and read the voltage, current and power. Check this against the pump chart for your specific application.
2. If the power is correct for your pump model and array size then make sure the pump wires are connected to the proper terminals. If the two wires are reversed the motor will be running in reverse. This will affect some types of pumps and may still pump but not at the full rated output.
3. If the wires are correct verify that your system does not have any leaks where water can be lost. If you cannot determine the problem, contact Sun Pumps for further assistance.

PUMP DRAWS EXCESSIVE CURRENT (More than the rating of the pump, but less than the rating of the controller)

1. Check wiring diagram for proper connection.
2. Check for skinned wires, bad connections or faulty splices.
3. Check for locked motor armature. With the pump out of the well, remove the pump end from the motor (if this is not feasible skip this step and contact Sun Pumps). Allow the controller to attempt to start the motor. If the motor still does not run. Contact the Sun Pumps for further assistance.

BEFORE CALLING SUNPUMPS

If at all possible when calling Sun Pumps for technical support there are a few things which will help to speed up the process and help us determine the cause of and solution to the system failure. The best way to get help is to call while you are physically at the location of your pump, have good sunlight, and have a multimeter and a screwdriver with you.

Furthermore, please fill out the form below before calling. This information will provide us with most of the preliminary information we need to help you. If you cannot physically be at the site, filling out the worksheet is a must.

Pump Model Number: _____
Pump Serial Number: _____
Motor Serial Number: _____

Controller Model Number: _____
Software Version _____

Date Purchased: _____

Solar Module Specifications:
Model Number _____
Rated Watts _____
Voc _____
Vmp _____
Isc _____
Imp _____

Solar Modules Connected in Series _____ X Voc _____ = _____ Array Voc

Solar Modules Connected in Series _____ X Vmp _____ = _____ Array Vmp

Series Strings Connected in Parallel _____ X Isc _____ = _____ Array Isc

Series Strings Connected in Parallel _____ X Imp _____ = _____ Array Imp

Other Specifications:
Type of pump _____
Total Dynamic Head _____
Suction lift _____

Warranty Statement

PCC Series Pump Controllers Limited Warranty – Twenty Four Months

SunPumps warrants to the original consumer that its products shall be free from defects in material and workmanship under normal applications and service conditions for a period of twelve (24) months after the original date of purchase, but not to exceed eighteen (30) months from the date of manufacture.

At its option, SunPumps will repair or replace any SunPumps product, which has failed due to a defect in material or workmanship during this warranty period. A PCC series controller must be installed in conjunction with the pump to validate the warranty. This limited warranty shall not apply if the SunPumps product has been damaged by unreasonable use, accident, negligence, mishandling, misapplication, alteration, modification, abrasion (sand damage to pump), shipping, service or modification by anyone (other than by SunPumps), or failure which are caused by products not manufactured by SunPumps, or should the products serial number being altered, or by damage that is attributable to an act of God, or by any other causes unrelated to defective materials or workmanship. Any disassembly whatsoever of the product voids all warranty.

The original purchaser MUST complete and send in the warranty registration card, with the pump serial number and the controller serial number for warranty validation. ***No warranty performance will be rendered without a valid warranty card on file at the SunPumps factory.***

There are no express warranties except as listed above. SunPumps shall have no responsibility for damage to property, persons, animals, or other loss or injury resulting from the use of a SunPumps product. The purchaser's exclusive remedy shall be only as stated herein. This warranty is in lieu of all other warranties expressed or implied.

Except for the warranty that the products are made in accordance with the specifications therefore supplied or agreed to by customer, SunPumps makes no warranty expressed or implied, and any implied warranty of merchantability or fitness for a particular purpose which exceeds the forging warranty is hereby disclaimed by SunPumps and excluded from any agreement made by acceptance of any order pursuant to this quotation.

UNDER NO CIRCUMSTANCES WILL SUNPUMPS BE LIABLE FOR ANY CONSEQUENTIAL OR INCIDENTAL DAMAGES, LOSS OR EXPENSE ARISING IN CONNECTION WITH THE USE OF OR THE INABILITY TO USE ITS GOODS FOR ANY PURPOSE WHATSOEVER. ALL PRODUCTS ARE SOLD AS IS WITH ALL FAULTS. SUNPUMPS MAXIMUM LIABILITY SHALL NOT IN ANY CASE EXCEED THE PURCHASE PRICE FOR THE GOODS CLAIMED TO BE DEFECTIVE OR UNSUITABLE.

SunPumps is not responsible for labor, transportation, and related costs incurred by the customer to make allegedly defective equipment available to the factory for inspection re-installation, lost profits or costs caused by interruption of service. SunPumps is not responsible for loss or damage to products, owned by customer and located on SunPumps premises, caused by fire or other casualties beyond SunPumps control.

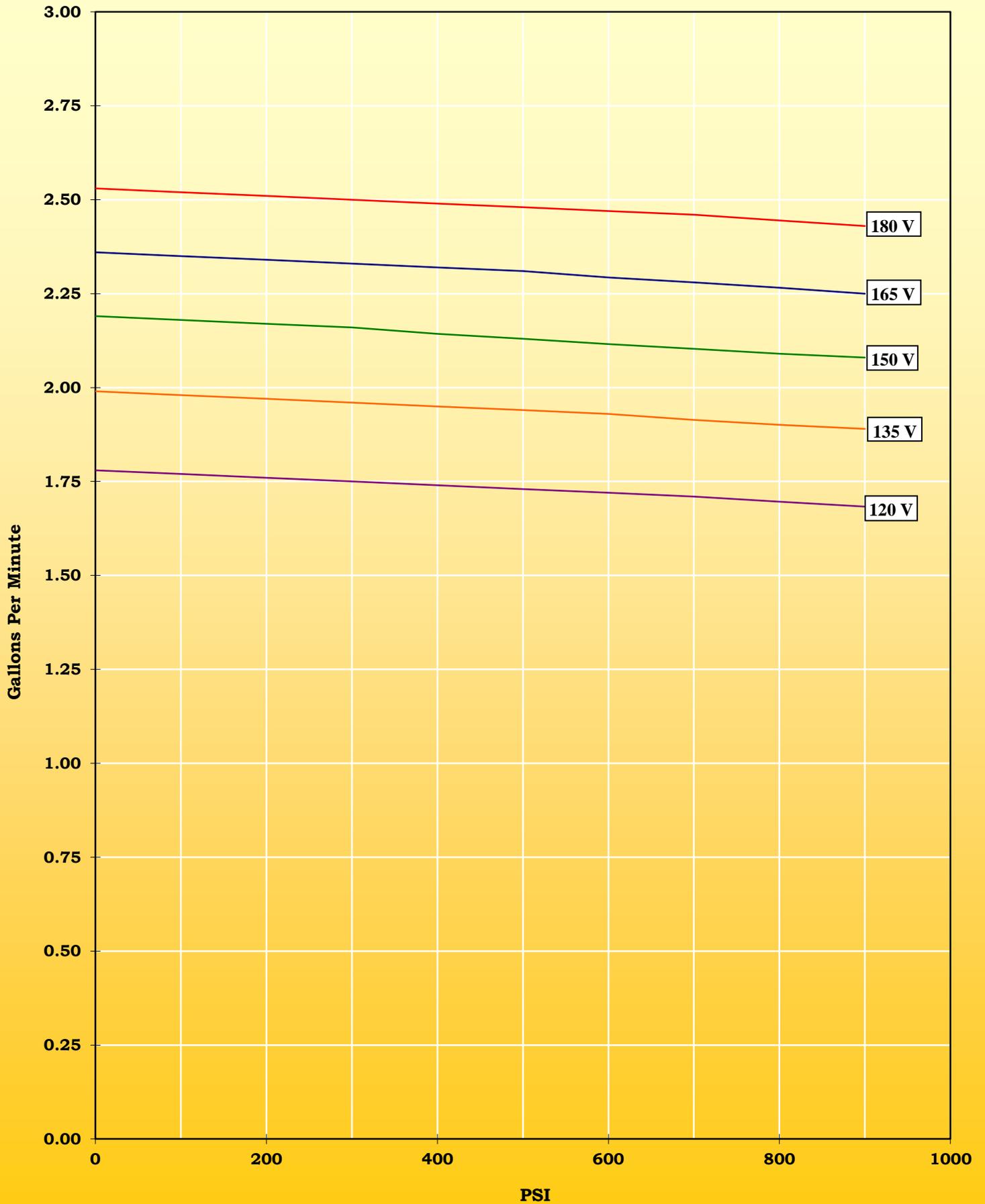
This equipment is not to be used for anything other than its intended purpose as stated in this manual.

For future reference, please list your system data before installing the pump.

Installation Date_____	Static Water Level_____
Pump Model_____	Pumping Level_____
Pump Serial No._____	Additional Vertical Lift_____
Controller Model_____	Pump Depth_____
Controller Serial No._____	Total Dynamic Head_____
Warranty Card No._____	Well Depth_____

Anexo F: Hoja técnica de la bomba SunPumps Modelo SIJ 2.4-900P-180 BT

Sunpumps High Pressure Plunger Pump Model SIJ 2.4-900P-180 BT



SunPumps High Pressure Plunger Pump Model SIJ 2.4-900P-180 BT

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	120	1.18	1.78	6.7	142	177	0%
100	231	70	120	1.86	1.77	6.7	223	279	35%
200	462	141	120	2.65	1.76	6.7	318	398	48%
300	693	211	120	3.30	1.75	6.6	396	495	58%
400	924	282	120	3.93	1.74	6.6	472	590	64%
500	1155	352	120	4.55	1.73	6.5	546	683	69%
600	1386	423	120	5.27	1.72	6.5	632	791	71%
700	1617	493	120	5.85	1.71	6.5	702	878	74%
800	1848	563	120	6.46	1.70	6.4	775	969	76%
900	2079	634	120	7.15	1.68	6.4	858	1073	77%

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	135	1.25	1.99	7.5	169	211	0%
100	231	70	135	1.95	1.98	7.5	263	329	33%
200	462	141	135	2.66	1.97	7.5	359	449	48%
300	693	211	135	3.31	1.96	7.4	447	559	57%
400	924	282	135	3.97	1.95	7.4	536	670	63%
500	1155	352	135	4.60	1.94	7.3	621	776	68%
600	1386	423	135	5.21	1.93	7.3	703	879	72%
700	1617	493	135	5.86	1.91	7.2	791	989	74%
800	1848	563	135	6.50	1.90	7.2	878	1097	75%
900	2079	634	135	7.12	1.89	7.2	961	1202	77%

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	150	1.30	2.19	8.3	195	244	0%
100	231	70	150	2.02	2.18	8.3	303	379	31%
200	462	141	150	2.73	2.17	8.2	410	512	46%
300	693	211	150	3.42	2.16	8.2	513	641	55%
400	924	282	150	4.03	2.14	8.1	605	756	62%
500	1155	352	150	4.67	2.13	8.1	701	876	66%
600	1386	423	150	5.32	2.12	8.0	798	998	69%
700	1617	493	150	5.93	2.10	8.0	890	1112	72%
800	1848	563	150	6.54	2.09	7.9	981	1226	74%
900	2079	634	150	7.19	2.08	7.9	1079	1348	76%

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	165	1.31	2.36	8.9	216	270	0%
100	231	70	165	2.01	2.35	8.9	332	415	31%
200	462	141	165	2.70	2.34	8.9	446	557	46%
300	693	211	165	3.40	2.33	8.8	561	701	54%
400	924	282	165	4.05	2.32	8.8	668	835	60%
500	1155	352	165	4.64	2.31	8.7	766	957	66%
600	1386	423	165	5.30	2.29	8.7	875	1093	68%
700	1617	493	165	5.94	2.28	8.6	980	1225	71%
800	1848	563	165	6.55	2.27	8.6	1081	1351	73%
900	2079	634	165	7.17	2.25	8.5	1183	1479	74%

PSI	TDH Feet	TDH Meters	Motor Voltage	Motor Amps	U.S. GPM	LPM	Motor Watts	Solar Array Watts *	System Efficiency
0	0	0	180	1.36	2.53	9.6	245	306	0%
100	231	70	180	2.06	2.52	9.5	371	464	30%
200	462	141	180	2.76	2.51	9.5	497	621	44%
300	693	211	180	3.44	2.50	9.5	619	774	53%
400	924	282	180	4.09	2.49	9.4	736	920	59%
500	1155	352	180	4.67	2.48	9.4	841	1051	64%
600	1386	423	180	5.33	2.47	9.3	959	1199	67%
700	1617	493	180	5.89	2.46	9.3	1060	1325	71%
800	1848	563	180	6.54	2.45	9.3	1177	1472	72%
900	2079	634	180	7.19	2.43	9.2	1294	1618	74%

* Solar array watts using a 20% deration factor.

Anexo G: Hoja técnica de la Membrana Semipermeable SWC4 MAX

Membrane Element

SWC4 MAX

Performance:	Permeate Flow:	7,200 gpd (27.3 m ³ /d)
	Salt Rejection:	99.8 % (99.7 % minimum)

Type	Configuration:	Spiral Wound
	Membrane Polymer:	Composite Polyamide
	Membrane Active Area:	440 ft ² (40.8m ²)

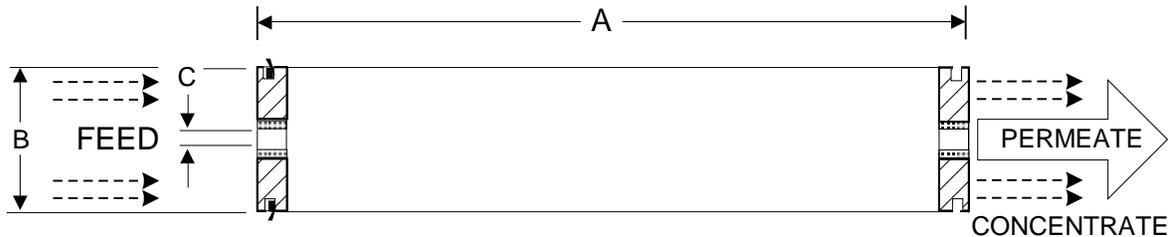
Application Data*	Maximum Applied Pressure:	1200 psig (8.27 MPa)
	Maximum Chlorine Concentration:	< 0.1 PPM
	Maximum Operating Temperature:	113 °F (45 °C)
	pH Range, Continuous (Cleaning):	2-11 (1-13)*
	Maximum Feedwater Turbidity:	1.0 NTU
	Maximum Feedwater SDI (15 mins):	5.0
	Maximum Feed Flow:	75 GPM (17.0 m ³ /h)
	Minimum Ratio of Concentrate to Permeate Flow for any Element:	5:1
	Maximum Pressure Drop for Each Element:	15 psi

* The limitations shown here are for general use. For specific projects, operating at more conservative values may ensure the best performance and longest life of the membrane. See Hydranautics Technical Bulletins for more detail on operation limits, cleaning pH, and cleaning temperatures.

Test Conditions

The stated performance is initial (data taken after 30 minutes of operation), based on the following conditions:

32,000 ppm NaCl
 800 psi (5.5 MPa) Applied Pressure
 77 °F (25 °C) Operating Temperature
 10% Permeate Recovery
 6.5 - 7.0 pH Range



A, inches (mm)	B, inches (mm)	C, inches (mm)	Weight, lbs. (kg)
40.0 (1016)	7.89 (200)	1.125 (28.6)	36 (16.4)

Notice: Permeate flow for individual elements may vary + or - 15 percent. Membrane active area may vary +/-4%. Element weight may vary. All membrane elements are supplied with a brine seal, interconnector, and o-rings. Elements are enclosed in a sealed polyethylene bag containing less than 1.0% sodium meta-bisulfite solution, and then packaged in a cardboard box.

Hydranautics believes the information and data contained herein to be accurate and useful. The information and data are offered in good faith, but without guarantee, as conditions and methods of use of our products are beyond our control. Hydranautics assumes no liability for results obtained or damages incurred through the application of the presented information and data. It is the user's responsibility to determine the appropriateness of Hydranautics' products for the user's specific end uses. 11/03/15

Anexo H: Optimizador SMA *Shadefix*

WHITEPAPER

SHADEFIX:

UN MODELO SUPERIOR PARA LA OPTIMIZACIÓN DE POTENCIA



Resumen ejecutivo

Este informe analiza los resultados de un estudio llevado a cabo por la Universidad del Sur de Dinamarca, que compara la avanzada tecnología de optimización de energía fotovoltaica de SMA con otras formas de optimización en diferentes situaciones con y sin sombra. Sus principales resultados arrojan conclusiones claves sobre la producción, el rendimiento energético durante la vida útil de la planta, la fiabilidad y el mantenimiento, así como la seguridad contra incendios y la seguridad de los instaladores. En el informe también se destacan las principales diferencias en la forma en la que se prioriza y se aborda la seguridad y la desconexión en América del Norte y Europa, y se analizan las variantes de las soluciones de SMA en ambas regiones.

El estado de la optimización de potencia

Para la mayoría de los propietarios de plantas fotovoltaicas, la energía solar constituye una inversión significativa con expectativas de una rentabilidad financiera predecible. Esa rentabilidad depende de factores clave, entre ellos, el rendimiento del sistema y producción durante la vida útil del mismo. Durante más de 30 años, los profesionales del sector de la energía solar se han centrado en esos dos criterios para ofrecer a los clientes soluciones superiores de energía fotovoltaica.

Si bien la mayoría de las plantas fotovoltaicas están normalmente diseñadas para recibir luz solar sin obstrucciones ni sombras, en algunas situaciones éstas se podrían producir. Por tal motivo, se ha invertido bastante tiempo, esfuerzo e innovación en mitigar los efectos indeseables de las sombras en las plantas fotovoltaicas. Aunque no hay una solución que pueda

transformar la sombra en luz, existen métodos para maximizar la potencia de los módulos fotovoltaicos sin sombra y reducir los efectos negativos de la sombra en los strings.

Las estrategias de mitigación de sombras varían en todo el mundo y pueden depender de diversos factores. La estrategia que más se utiliza en el mercado estadounidense de energía fotovoltaica residencial supone intentar optimizar la producción de potencia en cada módulo fotovoltaico utilizando un conjunto complejo de componentes. Si bien este modelo presentaba ventajas en comparación con la anticuada tecnología string, ahora se ha comprobado que un tipo de optimización moderno aumenta el rendimiento energético y, a la vez, reduce drásticamente la cantidad de componentes y la complejidad de una planta incrementando incluso su fiabilidad y el rendimiento energético durante su vida útil.

Supuestos actuales

Una percepción es que colocar pequeños dispositivos electrónicos debajo de cada módulo fotovoltaico en una planta optimiza su producción. A estos componentes se les conoce comúnmente como optimizadores de CC o también como electrónica de potencia a nivel de módulo (MLPE por sus siglas en inglés). Funcionan convirtiendo o manipulando potencia (aumentando o disminuyendo la tensión y la corriente) para cada módulo fotovoltaico. Esto puede aumentar el rendimiento energético, en particular bajo determinadas condiciones como cuando se proyecta una sombra de gran superficie sobre los módulos fotovoltaicos; sin embargo, supone un costo extra. Esta solución requiere componentes complejos y en constante funcionamiento, y se ejecuta en un entorno poco favorable para la instalación y el funcionamiento de dichos dispositivos, así como para su mantenimiento.

MÁS ENERGÍA CON MENOS COMPONENTES

SMA ha desarrollado un modelo de optimización que ha mejorado la metodología actual del sector con la mitigación de los efectos de las sombras y el aumento de la generación de potencia, pero con una cantidad significativamente menor de componentes en la planta. ¿Por qué es importante la cantidad de componentes?

Es bien sabido que existe una fuerte correlación entre la complejidad de una planta y las tasas de inactividad de la misma. Reducir la complejidad y la cantidad de componentes de una planta reducirá la tasa de inactividad general. Teniendo esto en cuenta, SMA desarrolló un método de optimización de potencia que, en la mayoría de las condiciones, produce más potencia que los optimizadores tradicionales, al tiempo que aumenta el rendimiento energético durante la vida útil de una planta fotovoltaica.

Ley o regla de Lusser

La ley de Lusser es un concepto en ingeniería de sistemas. Se trata de una regla de predicción de fiabilidad que establece que la fiabilidad de una serie de componentes es igual al producto de la fiabilidad individual de los componentes. En otras palabras, un sistema en serie es más débil que su eslabón más débil, ya que la fiabilidad del producto de una serie de componentes puede ser menor que su componente de menor valor.

Esto se puede expresar en la siguiente ecuación:

$$R_s = R_1 \times R_2$$

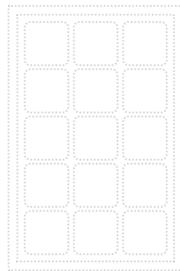
(Fiabilidad del sistema = fiabilidad del componente 1 x fiabilidad del componente 2)

Si se asume que todos los componentes tienen la misma fiabilidad (0,99), da como resultado una fiabilidad del sistema de

- 1 componente: $R_s = 0,99$
- 2 componentes: $R_s = 0,99 \times 0,99 = 0,98$
- 10 componentes: $R_s = 0,99^{10} = 0,90$
- 100 componentes: $R_s = 0,99^{100} = 0,37$

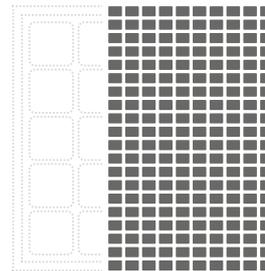
EJEMPLO DE INSTALACIÓN

aprox. **2000**
componentes



SUNNY TRIPOWER CORE1

aprox. **60 000**
componentes



200 OPTIMIZADORES
(1 POR PANEL)



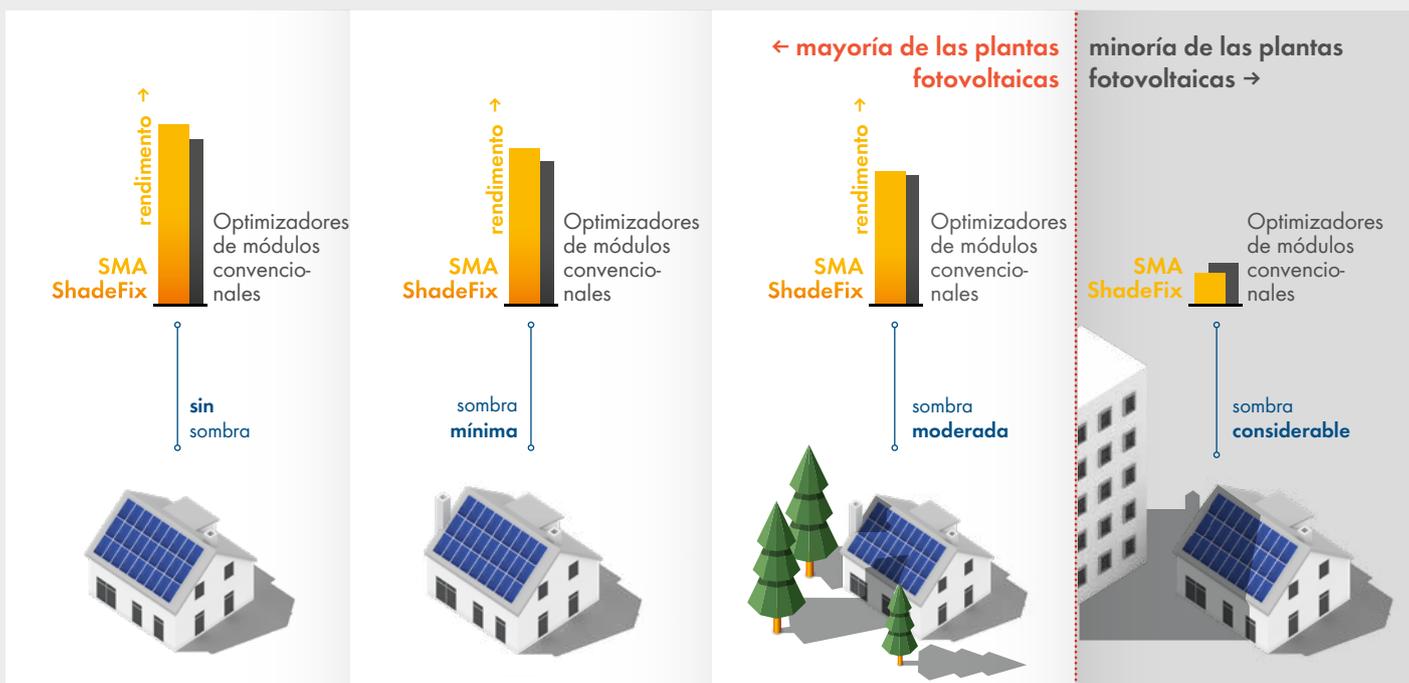
INVERSOR

ESTUDIO COMPARATIVO UNIVERSITARIO

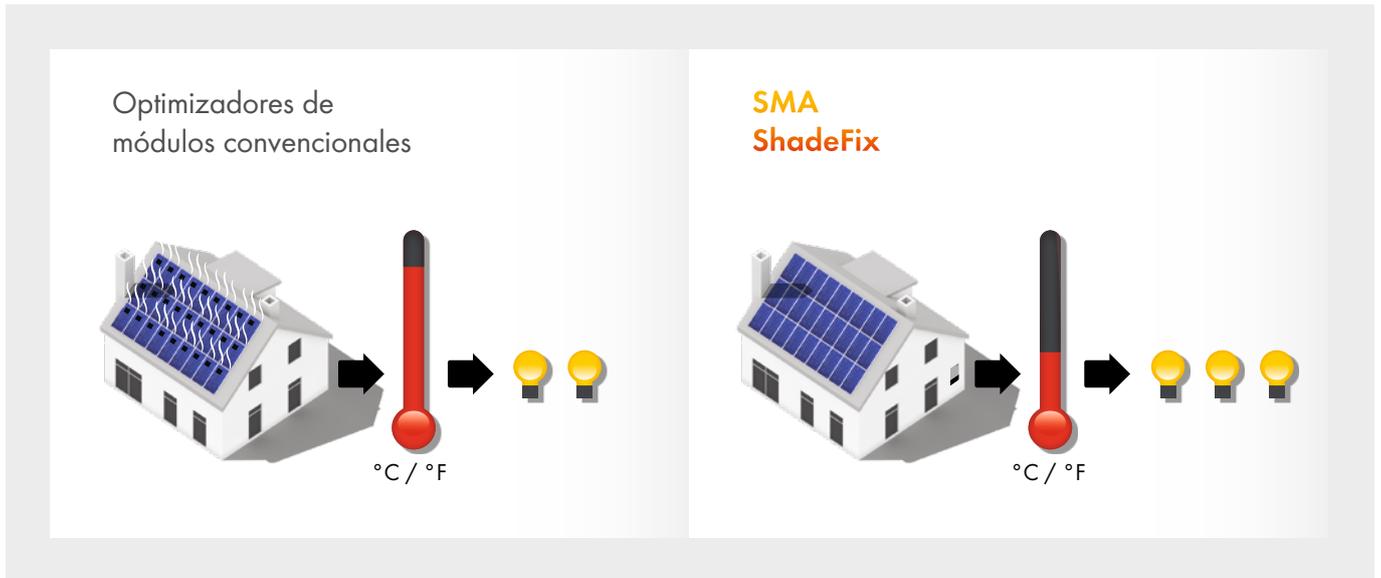
Este modelo de producción de potencia fue puesto a prueba recientemente por la [Universidad del Sur de Dinamarca](#). Los ingenieros de la universidad probaron tres plantas distintas. Dos eran soluciones líderes de optimizadores de CC a nivel de módulo, mientras que la tercera se basaba a la optimización a nivel de string patentada y exclusiva de SMA: ShadeFix. A partir de los resultados se llegó a las siguientes conclusiones:

- » La optimización ShadeFix tuvo un rendimiento superior al de la optimización tradicional a nivel de módulo en escenarios sin sombra.
- » La optimización ShadeFix tuvo un rendimiento superior al de la optimización tradicional a nivel de módulo en condiciones de sombra ligera a moderada. Las condiciones de sombra incluyeron situaciones como las creadas por la presencia de nubes pasajeras u obstrucciones en el techo, tales como ramas de los árboles, chimeneas, conductos de ventilación y tragaluces. En estos casos, los optimizadores tradicionales de CC consumieron más potencia de la que pudieron recuperar.
- » La optimización ShadeFix tuvo un rendimiento superior al de la optimización tradicional a nivel de módulo en días sin obstrucciones, pero nublados debido a que los dispositivos a nivel de módulo consumieron más energía de la que produjeron de forma incremental.
- » Los optimizadores tradicionales a nivel de módulo solo produjeron más potencia cuando los módulos fotovoltaicos, dentro del mismo string, experimentaron una irradiancia drásticamente diferente a lo largo de todo el día. Se incluyeron aquí escenarios con un sombreado total y permanente, diferentes orientaciones en el mismo string y discrepancias significativas (escenarios que suelen ser resultado de un diseño deficiente de la planta).
- » Cuando se utilizaron optimizadores tradicionales a nivel de módulo, las potencias de disipación durante el funcionamiento diurno se tradujeron en un rendimiento energético general menor que el obtenido con la solución de optimización SMA ShadeFix.
- » Los MLPE tradicionales presentan un riesgo de avería relativamente alto para cualquier planta debido a la gran cantidad de componentes. Si bien en el estudio no se extrapoló la potencia de disipación debida a averías previstas, se indicó que afectaría al rendimiento energético durante la vida útil.

El estudio concluyó que, en la mayoría de las plantas fotovoltaicas, la optimización SMA ShadeFix tiene un rendimiento superior al de la optimización tradicional de CC a nivel de módulo, con una mayor producción de energía por año y durante la vida útil prevista de una planta.



PRODUCCIÓN DURANTE LA VIDA ÚTIL, FIABILIDAD Y GASTOS DE SERVICIO TÉCNICO



Como se destacó en el estudio, además de producir más energía que las tecnologías tradicionales a nivel de módulo, la optimización ShadeFix ofrece otra ventaja: una reducción drástica de componentes. En una instalación comercial típica de 50 kW, una planta de SMA puede tener un total de ~2000 componentes electrónicos. Todos ellos se encuentran alojados en una carcasa protegida contra la intemperie y su mantenimiento y sustitución son sencillos.

Por su parte, una planta de 50 kW que utiliza optimizadores convencionales a nivel de módulo puede tener más de 60 000 componentes electrónicos. La mayoría

de estos componentes electrónicos se alojan en carcasas herméticas debajo de los módulos fotovoltaicos, expuestas a la humedad y al ciclaje térmico. Se deben tomar medidas adicionales para reforzarlas a fin de que resistan condiciones climáticas más extremas y plagas.

Cuando se avería un componente, en la mayoría de los casos se requiere la visita del servicio técnico y el acceso seguro al techo del personal de mantenimiento, así como la retirada de conexiones permanentes y semipermanentes, módulos fotovoltaicos y accesorios para su posterior reinstalación correcta, lo que conlleva

muchas horas de trabajo en el techo. Los componentes y conexiones adicionales también generan un mayor riesgo de avería y de incendio debido a montajes incorrectos, los cuales se analizarán más adelante con más detenimiento. El requisito de servicio técnico también introduce una frecuencia no predecible y arbitrariedad en el modelo comercial de un instalador, lo cual afecta a su programación, logística y gastos de mano de obra.

En los mercados en los que el código exige el uso de dispositivos MLPE para ejecutar las funciones de apagado, SMA utiliza dispositivos de parada rápida certificados



por SunSpec. Estos excluyen prestaciones con conversión de potencia, lo cual reduce los componentes MLPE a menos del 50 % en comparación con los optimizadores tradicionales a nivel de módulo. Si en su lugar se utiliza la optimización SMA ShadeFix, estas plantas experimentan una mayor producción de potencia, un mayor rendimiento energético durante la vida útil y menores gastos de mantenimiento.

El rendimiento energético durante la vida útil se extiende aún más en el modelo ShadeFix debido a la normativa de servicio técnico adoptada para prestarle asistencia. Cuando se utiliza la optimización tradicional a nivel de módulo para la producción de potencia es probable que un integrador registre más averías en los dispositivos. Cada avería tiene como consecuencia la pérdida de energía para el propietario de la planta, pero enviar un técnico de servicio para que reemplace las unidades a medida que se averían es una medida ineficaz y costosa. Normalmente, los instaladores se limitan a reemplazar optimizadores tradicionales en grupos, lo cual significa que esas pérdidas incrementales de energía se van sumando con el tiempo y luego afectan a toda la cartera de plantas del instalador. Esta estrategia de servicio también pone en dificultades al propietario de la planta para encontrar repuestos compatibles de

versiones anteriores, ya que los fabricantes actualizan frecuentemente su tecnología exclusiva, lo que a menudo da lugar a problemas de instalación y funcionamiento con los modelos antiguos.

La estrategia de optimización ShadeFix utiliza dispositivos menos complicados que realizan menos trabajos electrónicos, lo que maximiza el rendimiento durante la vida útil. Para una mayor optimización de las operaciones de servicio técnico, ShadeFix aprovecha las funciones automáticas de SMA Smart Connected a fin de reducir significativamente las necesidades de servicio técnico. Smart Connected controla proactivamente el estado del inversor, alerta a los instaladores cuando hay problemas y envía una guía de soluciones o incluso dispositivos de recambio automáticamente. Esto le ahorra al instalador una visita de servicio técnico de diagnóstico y reduce a la mitad los traslados por servicio técnico.

BARRA LATERAL

SunSpec Alliance es una organización comercial formada por más de 100 participantes del sector de la energía solar y el almacenamiento de América del Norte, Europa y Asia. Su objetivo es establecer normas para habilitar la interoperabilidad de los sistemas de conexión y uso inmediato.



SMA Smart
Connected permite
reducir a la mitad
las intervenciones
de servicio en la
instalación.



DIFERENCIAS GLOBALES CON EL CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO



Además de la producción de potencia, normalmente se argumenta a favor de la utilización de dispositivos tradicionales a nivel de módulo para realizar una función de apagado o seguridad. No obstante, la aplicación de esta función es diferente en América del Norte, Europa y otras regiones del planeta, y continuamente se debate acerca de su impacto en la seguridad y el riesgo de incendio, así como acerca de su rendimiento y fiabilidad. Con esta función, es importante evaluar tanto el resultado previsto como su impacto en las personas que manejan la planta.



Para decidir si se aplican dispositivos de apagado basados en el módulo, se suele mencionar la seguridad de los encargados de primeros auxilios. Es importante reducir la tensión de la planta en caso de que un encargado de primeros auxilios encuentre cables expuestos y una planta energizada. El código estadounidense ha fijado un límite de 80 V que, aunque puede seguir siendo peligroso, es un entorno más seguro comparado con la ausencia de una limitación. En las mejores prácticas de extinción de incendios también se aconseja tomar medidas de prevención y de precaución extrema ante incendios que involucren una planta fotovoltaica.

La señal de parada rápida de SunSpec es una sencilla transmisión de distorsión a través de las redes eléctricas de CC. Su receptor, ubicado en el módulo fotovoltaico, es un dispositivo minimalista que además de aumentar la seguridad de los encargados de primeros auxilios, soluciona otros problemas comunes.

A diferencia de los optimizadores tradicionales que convierten potencia de manera constante y activa, consumen energía, crean calor y sufren desgaste, el dispositivo SunSpec funciona de manera pasiva. Así se minimiza el desgaste por uso del dispositivo SunSpec y el consumo de energía es muy reducido. Se puede preinstalar en el suelo y así reducir el tiempo de instalación en el techo. Por último, un dispositivo que funciona en la señal de SunSpec está diseñado para ser interoperable, lo cual significa que, si un proveedor sale del mercado, el integrador no se encuentra con el problema de tener que sustituir o realizar el mantenimiento de una solución exclusiva.

También es importante analizar los motivos por los cuales los mercados mundiales no han adoptado estatutos similares.

DEBATE EN EUROPA ACERCA DEL RIESGO DE INCENDIO

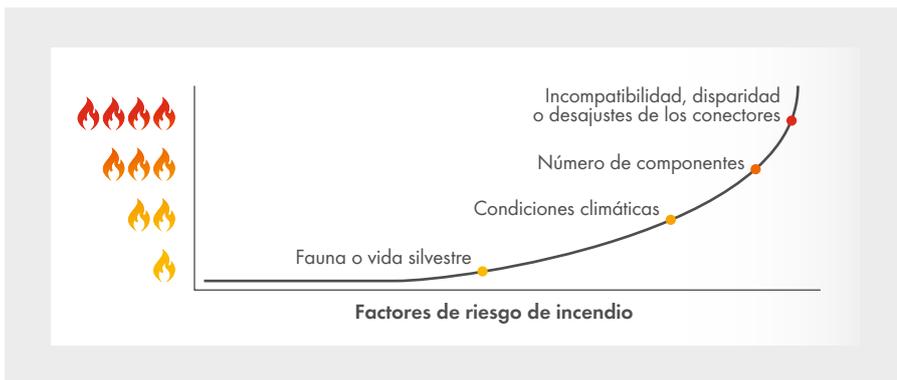


En las regiones en las que no se ha dispuesto el apagado a nivel de módulo, se han mencionado tres motivos principales: el riesgo para los instaladores, una falsa sensación de seguridad y un mayor riesgo de incendio.

Cuando se lleva a cabo el apagado a nivel de módulo, las condiciones exigen que los instaladores pasen más tiempo

en el techo, con lo que corren el riesgo de sufrir caídas. De conformidad con las cifras de 2018 de OSHA, «las principales causas de muerte de trabajadores del sector privado en la industria de la construcción fueron las caídas, seguidas de golpes con objetos, electrocución y atrapamiento». Las caídas representaron el 33,5 % de todas las muertes en el sector de la construcción.

Al obligar al personal a pasar más tiempo en el techo para instalar y realizar trabajos de servicio técnico de dispositivos previstos para mitigar el peligro potencial al que se enfrentan los encargados de primeros auxilios, el código está aumentando considerablemente el riesgo de caídas para los instaladores a fin de reducir el riesgo de desenergización para los encargados de primeros auxilios.



Además del mayor peligro al que se exponen los profesionales de la energía solar, también se ha mencionado que la aplicación de numerosos dispositivos electrónicos en un entorno de techo es un potencial riesgo de incendio, que aumenta la probabilidad de daños materiales y pone en riesgo a los encargados de primeros auxilios en caso del mismo acontecimiento que el sector está intentando evitar.

ESTUDIO DE TÜV RHEINLAND/FRAUNHOFER ISE



En un [estudio publicado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos](#) y llevado a cabo por la autoridad de seguridad TÜV Rheinland y la empresa mundial de investigación científica y de ingeniería Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar, las autoridades analizaron el riesgo de incendio en las plantas fotovoltaicas.

En este estudio se observó que, a menudo, los componentes de seguridad integrados en la parte de CC, tales como fusibles o interruptores, suponen un riesgo en la planta. Cada componente adicional supone un incremento de fallo en las plantas. Esto mismo se aplica a la instalación de interruptores en el cableado de CC. En lo que se refiere al riesgo de emergencias por incendio en una planta fotovoltaica, los interruptores adicionales son simplemente otra fuente de fallos.

Los módulos fotovoltaicos estándar están equipados con dos conectores de CC. Cada dispositivo MLPE añadido introduce cuatro conectores adicionales. Al triplicar la cantidad de cables y contactos que se pueden aflojar con el tiempo o estar comprometidos por la falta de coincidencia de fabricantes diferentes, intrusión de agua, condiciones meteorológicas y vida silvestre, también se aumenta el riesgo de fallos e incendio.

FRACASOS COMERCIALES FAMOSOS



Esta preocupación se puso de manifiesto hace poco durante una disputa ampliamente difundida entre el gigante minorista Walmart y el integrador de energía solar Tesla. Como consecuencia, Walmart demandó a Tesla después de haber sufrido varios incendios y exigió la retirada de las plantas fotovoltaicas instaladas en 240 tiendas. Esta demanda fue ampliamente difundida por los [medios](#) de comunicación. Walmart alegó negligencia grave. Las conexiones en el techo se convirtieron en uno de los puntos centrales de la acusación.

Aunque el caso se resolvió extrajudicialmente y todas las partes negaron ser culpables, el juicio sirvió como ejemplo de la importancia de reducir los componentes de techo con conectores. Con menos conexiones, cables y componentes electrónicos en el techo, los integradores pueden reducir el riesgo de avería o incendio.

Si bien los mercados abordan este tema de distintas formas en todo el mundo, existe una constante: la optimización SMA ShadeFix aborda las funciones de seguridad a través de un modelo que cumple con el código, maximiza la producción de energía y el rendimiento energético durante la vida útil, y reduce el riesgo comercial.



UN MODELO SUPERIOR DE OPTIMIZACIÓN

Si bien la optimización tradicional a nivel de módulo corrigió algunos de los problemas que se encontraron en las primeras plantas fotovoltaicas, ahora se ha comprobado que la tecnología de una optimización avanzada aumenta tanto la producción de la planta como el rendimiento energético durante la vida útil y, a la vez, aumenta la seguridad del instalador y mitiga el riesgo de los trabajos de servicio técnico. Los integradores pueden encontrar más información sobre SMA ShadeFix y/o dispositivos de apagado certificados por SunSpec en los siguientes enlaces: www.SMA.de, www.SMA-America.com o poniéndose en contacto con su oficina local de SMA.

Información de la Fuente

Assoc. Prof. Wulf-Toke Franke, [The Impact of Optimizers for PV-Modules](#), Scientific study, University of Southern Denmark, Mai 2019

Sepanski et al, ["Assessing Fire Risks in Photovoltaic Systems and Developing Safety Concepts for Risk Minimization"](#), TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, 2018.

Occupational Health and Safety Administration www.osha.gov

ENERGY
THAT
CHANGES



+ 1 888 476 2872
Sales@SMA-Mexico.com
www.SMA-Mexico.com

SOCIAL MEDIA

www.SMA.de/es/sala-de-prensa

