



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – FUENTES RENOVABLES

PROPUESTA DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA UNA
DESALADAORA DE ÓSMOSIS INVERSA UTILIZANDO ENERGÍA RENOVABLE
SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL MUNICIPIO DE LOS CABOS EN BAJA CALIFORNIA
SUR

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA

ING. MARÍA DE LOS ÁNGELES TORRES TORRES

TUTOR PRINCIPAL

DR. HÉCTOR MIGUEL AVIÑA JIMÉNEZ, INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, NOVIEMBRE 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. De La Vega Navarro José A. F.**

Secretario: **Dr. Durán Moreno Alfonso**

1^{er}. Vocal: **Dr. Aviña Jiménez Héctor Miguel**

2^{do}. Vocal: **Dr. Quezada García Sergio**

3^{er}. Vocal: **M. en I. Rodiles Amaro Fabiola**

Ciudad Universitaria, Instituto de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. HÉCTOR MIGUEL AVIÑA JIMÉNEZ



FIRMA

Agradecimientos:

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico otorgado para el desarrollo de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por ser mi casa de estudios y darme la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado.

A mi tutor de tesis, el Dr. Héctor Miguel Aviña, por compartir sus conocimientos conmigo, su paciencia, apoyo, amabilidad y su constante seguimiento a este trabajo.

Agradezco también a los excelentes profesores que forman parte del jurado de este trabajo: la M. en I. Fabiola Rodiles, el Dr. Ángel De La Vega y el Dr. Sergio Quezada. Gracias por contribuir a mi formación con sus valiosas clases, únicas y amenas.

Agradezco a la Dra. Cecilia Martín Del Campo por el seguimiento a mi proceso de titulación y por ser una excelente profesora, así como al Dr. Alfonso Durán, por continuar trabajado juntos.

Agradezco a mis compañeros de maestría, por su apoyo, amistad, compañerismo y ser un gran equipo.

En especial agradezco a mi familia, por estar allí siempre apoyándome incondicionalmente, a mi madre y a mi padre por su amor y estar siempre para mí; así como a mis hermanas y hermano por su apoyo, comprensión y cariño.

Agradezco a Dios, por todo lo anterior, por permitirme realizar este trabajo y por mi vida.

“Si algún día conseguimos obtener agua dulce del agua salada de forma competitiva y barata (...) ello empequeñecería cualquier logro científico”

John Kennedy (1961)

“Nos encontramos en un momento decisivo para afrontar con éxito el mayor desafío de nuestro tiempo: el cambio climático”

ONU (2021)

Contenido

Introducción.....	6
Problemática	7
Objetivo General	8
Objetivos Particulares	8
Metodología.....	9
Abreviaturas.....	10
Capítulo 1 Antecedentes	1
1.1 Distribución de Agua en nuestro Planeta.....	2
1.2 Energías renovables y situación en México	4
1.2.1 Situación Actual	7
1.2.2 Impactos de la Pandemia por la enfermedad COVID-19 en el uso y desarrollo de energías renovables	9
1.3 Desalación a nivel global y situación en México	12
1.3.1 Desalación en México	17
1.3.2 Desalación con energías renovables.....	19
1.3.3 Energías renovables potenciales para la desalación.....	21
1.4 Tecnologías de Desalación	26
1.4.1. Destilación instantánea multietapa (MSF).....	28
1.4.2. Destilación múltiple-efecto (MED)	30
1.4.3. Compresión de vapor (VC)	31
1.4.4. Alambiques solares	32
1.4.5. Humidificación-Des humidificación	33
1.4.6. Electrodesionización en continuo (CEDI)	34
1.4.7. Ósmosis inversa (OI)	35
1.5 Baja California Sur: disponibilidad de agua potable y situación de suministro eléctrico. Posibilidad de aprovechamiento de energías renovables.....	37
1.5.1. Disponibilidad de agua potable	40
1.5.2. Situación de suministro eléctrico en BCS.....	46
1.5.3. Potencial de aprovechamiento de las energías renovables en México y Baja California Sur	52
Capítulo 2 Evaluación Técnica	57
2.1 Situación hídrica en Los Cabos, BCS	58
2.1.1 Disponibilidad del recurso hídrico	59
2.1.2 Suministro de agua en Los Cabos	61

2.1.3 Historia de la desalación en BCS	62
2.2 Tecnología de Ósmosis Inversa	63
2.2.1 Instalaciones en una planta de ósmosis inversa	63
2.2.2 Equipos y componentes de los sistemas de ósmosis inversa	72
2.3 Energía Solar Fotovoltaica.....	79
2.3.1 Sistemas fotovoltaicos	81
2.3.2 Componentes de los sistemas fotovoltaicos	84
2.3.3 Ventajas y desventajas de las instalaciones fotovoltaicas.....	87
2.4 Tecnología de ósmosis inversa con energía solar fotovoltaica: ventajas y desventajas	88
2.4.1 Ejemplos de plantas OI + PV instaladas a nivel Mundial.....	92
2.5 Caso de estudio de una Planta Desaladora mediante Ósmosis Inversa con energía Solar Fotovoltaica en Los Cabos BCS	95
2.5.1 Diseño fotovoltaico.....	98
Capítulo 3 Evaluación Económica	113
3.1 Costos de Inversión	114
3.1.1 Costos de Inversión Fija de la Plata FV caso de estudio.....	115
3.2 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración	117
3.2.1 Costos de OM&A en proyectos Fotovoltaicos	118
3.2.2 Costos de OM&A de la Planta FV caso de estudio.....	120
3.3 Ingresos	120
3.3.1 Tarifas Industriales de electricidad en Los Cabos	122
3.3.2 Potencia Anual Generada	125
3.4. Métodos de evaluación financiera PR, VPN y TIR	126
3.4.1 Período de Recuperación (PER)	126
3.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	128
3.4.2 Flujo de Efectivo	130
3.4.2 Tasa Interna de Retorno	137
3.5. Beneficios Económico, Ambiental y Social del Proyecto.....	139
3.5.1 Beneficio Ambiental.....	139
3.5.2 Beneficio Social	141
Conclusiones	146
Capítulo 4 Análisis de Sensibilidad	147
4.1. Escenario Base	148
4.2. Variación en los Costos de Inversión.....	149
4.3. Variación en los costos de OM&A.....	153
4.4. Efecto de las Tarifas de Electricidad.....	157

4.5. Efecto de la paridad peso-dólar	161
4.6. Consumo energético cubierto.....	164
4.7. Financiamiento del Proyecto	169
4.8. Respuestas de la comunidad.....	175
Conclusiones	179
Capítulo 5 Conclusiones Generales	181
Anexos	183
Anexo I	183
Anexo II	184
Anexo III	185
Anexo IV	188
Referencias.....	189

Índice de Figuras

Figura 1. Distribución de agua en nuestro planeta (SEMARNAT, 2012).....	3
Figura 2. Fuentes de Energía Renovables (CEMDA, 2017)	5
Figura 3. Distribución global de plantas desaladoras por tecnología y capacidad (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019)	15
Figura 4. Crecimiento de la desalación a nivel global por (a) número y capacidad total y operativa y (b) tipo de tecnología (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).....	16
Figura 5. Combinación de Fuentes de energía renovables con tecnologías de desalación. Elaboración propia con información de (IRENA, 2015).	22
Figura 6. Clasificación de los procesos de desalación (Gómez, 2018).....	26
Figura 7. Métodos de desalación utilizando energía solar (Gómez, 2018)	27
Figura 8. Proceso de destilación instantánea multietapa (MSF) (Ortega, 2019).....	29
Figura 9. Proceso de Destilación múltiple-efecto (Quispe, 2017)	30
Figura 10. Proceso de desalación por compresión de vapor (Ortega, 2019)	32
Figura 11. Alambique solar (IRENA, 2015)	32
Figura 12. Proceso de desalación por humidificación-des humidificación (Brunini, Pandolfi, & Rodríguez, 2017).....	34
Figura 13. Electrodesionización (Sanz, Guerrero, & Roca, 2006)	35
Figura 14. Ósmosis Inversa (Hidroquivir, S.L., 2016)	36
Figura 15. Ubicación geográfica de Baja California Sur (Gobierno de Baja California Sur, 2020)	38
Figura 16. Tasa de crecimiento anual de la población en BCS y Nacional (1960-2020) (Gobierno de Baja California Sur, 2020)	38
Figura 17. Tasa de crecimiento económica en BCS (2010-2019) (Gobierno de Baja California Sur, 2020).....	39
Figura 18. Precipitación media anual (mm) 1941-2012 en México (CONAGUA, 2013)	42
Figura 19. Regiones de control del SEN (SENER, 2018)	47
Figura 20. Enlaces entre las regiones de transmisión del SEN (SENER, 2018)	47
Figura 21. Unidades de generación eléctrica en BCS (SENER, 2019).....	48

Figura 22. Demanda y Generación por zonas de consumo en BCS (GWh) (CERCA, 2018).....	52
Figura 23. Países con mayor inversión en energías limpias en 2017 (miles de millones de dólares) (SENER, 2018).....	53
Figura 24. Mapa de irradiación en México para el aprovechamiento de energía solar (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).	54
Figura 25. Mapa: velocidad del viento en México para el aprovechamiento de energía eólica (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).....	55
Figura 26. Mapa: Potencial de aprovechamiento de energía geotérmica en México (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).	55
Figura 27. Ubicación Geográfica de Los Cabos, BCS (Google Earth, 2021).....	58
Figura 28. Acuíferos en Los Cabos, BCS (Garciano, 2018)	60
Figura 29. Ósmosis inversa (syrus, 2021)	63
Figura 30. Diagrama general del proceso de ósmosis inversa (<i>Los Vientos de Vaivén Maestro, A.C, 2018</i>)....	64
Figura 31. Pozo playero para la extracción de agua de mar.	65
Figura 32. Obra de toma abierta (<i>Piña, 2010</i>).....	66
Figura 33. Esquemas de descargas de salmuera en el medio marino (Federici, 2017).....	71
Figura 34. Componentes básicos en un sistema de ósmosis inversa (McMordie, Duan, & Wendel, 2013)	73
Figura 35. Elementos y composición de una membrana enrollada para ósmosis inversa.....	74
Figura 36. Paso del agua a través del sistema de ósmosis inversa (Gómez, 2020)	75
Figura 37. Bomba centrífuga (a la izquierda) y bomba de desplazamiento positivo tipo pistón (a la derecha)	78
Figura 38. Mapa de irradiación solar mundial (Banco Mundial, 2019)	80
Figura 39. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado (Díaz & Carmona, 2021)	82
Figura 40. Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos aislados a) bombeo de agua, b) alumbrado público (EnDev/GIZ, 2013)	82
Figura 41. Principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red (Díaz & Carmona, 2021).	83
Figura 42. Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red a) hurto solar, b) edificio fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2021).	84
Figura 43. Celdas fotovoltaicas: a) silicio cristalino, b) Silicio policristalino y c) silicio amorfo (Schumann, 2005).....	85
Figura 44. Componentes de un módulo fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2021).	86
Figura 45. Arreglo general de un sistema OI+PV (Ghermandi & Messalem, 2009)	89
Figura 46. Planta BWOI+FV en Túnez (Burdiles, Carrasco, & Platzer, 2017)	93
Figura 47. Planta desaladora mediante ósmosis inversa en Perú (Acciona, 2021)	96
Figura 48. Diagrama de ósmosis inversa, caso de estudio. Elaboración propia.....	99
Figura 49. Curva para una bomba operando a diferentes caudales (KSB, 2005)	100
Figura 50. Arreglo del sistema Fotovoltaico. Elaboración propia	107
Figura 51. Dimensiones e inclinación de los módulos fotovoltaicos (3e Instalaciones, 2021).....	109
Figura 52. Área de terreno ocupada por una planta desaladora mediante OI en Los Cabos, BCS. Fuente: Google Earth, 2021.	115
Figura 53. Variación en los precios de los módulos FV por tipo de tecnología y proveedor (IRENA, 2018) ..	149
Figura 54. Índice Nacional de Precios al Consumidor 2011-2020 (INEGI 2020)	154

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Participación de energías alternativas y convencionales en la generación de electricidad a nivel global. Elaboración propia con información de IEA 2021.....	7
Gráfica 2. Capacidad instalada para la generación eléctrica por tipo de tecnología a octubre de 2020 (incluye unidades en prueba) (SENER, 2020).....	8
Gráfica 3. Número de plantas instaladas en operación a nivel mundial por tipo de tecnología. Elaboración propia con información de Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019.	16
Gráfica 4. Porcentaje de plantas instaladas en operación a nivel mundial por tipo de tecnología. Elaboración propia con información de (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).....	17
Gráfica 5. Principales actividades económicas en Baja California Sur. Elaboración propia con información de (Gobierno de Baja California Sur, 2020).	40
Gráfica 6. Consumo de agua en BCS por sector productivo (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013) ..	41
Gráfica 7. Generación eléctrica en BCS por tipo de tecnología (2016) (INEGI, 2017)	49
Gráfica 8. Efecto de los costos de los módulos FV sobre el VPN del proyecto. Elaboración propia	152
Gráfica 9. Efecto de los costos de los módulos FV sobre la TIR.	153
Gráfica 10. Efecto de los costos de O&M sobre el VPN	156
Gráfica 11. Efecto de los costos de O&M sobre la TIR	157
Gráfica 12. Efecto de las tarifas en el Periodo de Recuperación del Proyecto	159
Gráfica 13. Tarifas de electricidad y su efecto en el VPN	160
Gráfica 14. Tarifas de electricidad y su efecto en la TIR.....	161
Gráfica 15. Paridad Peso-Dólar en los últimos 20 años. Elaboración propia con información del Banco de México	162
Gráfica 16. Precio del dólar y su efecto en el VPN del proyecto	163
Gráfica 17. Precio del dólar y su efecto en la TIR del proyecto.....	164
Gráfica 18. Relación entre capacidad y costo de inversión para plantas FV. Elaboración propia.....	168
Gráfica 19. Rentabilidad de la planta FV caso de estudio a diferentes capacidades	169
Gráfica 20. Efecto del financiamiento en la TIR del proyecto	172
Gráfica 21. Efecto del financiamiento en el VPN del proyecto	172
Gráfica 22. Efecto de la tasa de interés en el cálculo del VPN del proyecto	174

Índice de Tablas

Tabla 1. Capacidad y número de plantas desaladoras instaladas a nivel mundial por región y sector de uso (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).	13
Tabla 2. Inventario Nacional de plantas desaladoras a diciembre del 2006 (Dévora, González, & Saldívar, 2013).....	18
Tabla 3. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (a) (IRENA, 2015).....	23
Tabla 4. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (b) (IRENA, 2015).....	24
Tabla 5. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (c) (IRENA, 2015).....	24
Tabla 6. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (d) (IRENA, 2015).....	25
Tabla 7. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (e) (IRENA, 2015).....	25
Tabla 8. Plantas potabilizadoras en Baja California Sur y tipo de tecnología utilizada (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013)	45
Tabla 9. Centrales generadoras, unidades de generación, capacidad efectiva y energía eléctrica producida y entregada por tipo de planta en el estado de BCS 2016 (INEGI, 2017)	49
Tabla 10. Posible demanda integrada 2019-2033, escenarios de Planeación, Alto y Bajo (SENER, 2019).	50
Tabla 11. Posible demanda integrada 2020-2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo con contingencia sanitaria (SENER, 2020)	51
Tabla 12. Ventajas y desventajas de la toma cerrada para la extracción de agua de mar (Piña, 2010)	65
Tabla 13. Características de las membranas de Acetato Celulosa y Poliamida (García, 2012)	76
Tabla 14. Valores operativos de membranas de ósmosis inversa (García, 2012)	76
Tabla 15. Plantas de desalación de agua de mar con tecnología OI y energía FV (Schorr, 2011)	92
Tabla 16. Plantas de desalación de agua salobre con tecnología OI y energía FV (Schorr, 2011)	94
Tabla 17. Características técnicas de la planta caso de estudio (Quevedo & Rosales, 2009)	96
Tabla 18. Salinidad de diferentes tipos de agua (Dévora, González, & Saldívar, 2013)	98
Tabla 19. Potencia para el suministro de agua de mar. Elaboración propia	101
Tabla 20. Consumo energético de la planta de OI caso de estudio. Elaboración propia	101
Tabla 21. Irradiación solar incidente en Los Cabos, BCS (2015). Elaboración propia con información de (PVGIS, 2019).....	102
Tabla 22. Características técnicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados (3e Instalaciones, 2021)	105
Tabla 23. Características de los inversores (3e Instalaciones, 2021)	106
Tabla 24. Características del arreglo inversor-módulos. Elaboración propia.....	108
Tabla 25. Área requerida para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Elaboración propia	109
Tabla 26. Generación anual del sistema Fotovoltaico caso de estudio. Elaboración propia	110
Tabla 27. Diseño fotovoltaico para la planta caso de estudio OI+FV de 2,200 m ³ /día en Los Cabos, BCS. Elaboración propia	111
Tabla 28. Costo de Inversión Fija de la planta Fotovoltaica. Elaboración propia	116
Tabla 29. Principales elementos de la Operación y Mantenimiento de una Planta Fotovoltaica (DGEA & GIZ, 2018).....	119
Tabla 30. Costos de OM&A del caso de estudio. Elaboración propia	121

Tabla 31. Horarios de tarifas Industriales en BCS. Periodo primavera-verano (CFE, 2021)	122
Tabla 32. Horarios de tarifas Industriales en BCS. Periodo otoño-invierno (CFE, 2021)	123
Tabla 33. Tarifas Industriales en BCS (CFE, 2021)	124
Tabla 34. Generación (kWh) e ingreso (ahorro) anual (MXN) de la planta FV. Elaboración propia	125
Tabla 35. Ventajas y desventajas del método del periodo de recuperación (Rodiles, 2019)	127
Tabla 36. Periodo de recuperación de la planta FV. Elaboración propia	127
Tabla 37. Interpretación del VPN (Rodiles, 2021)	129
Tabla 38. Estructura del flujo de efectivo (Rodiles, 2019)	130
Tabla 39. Flujo de Efectivo y VPN del caso de estudio. Elaboración propia.....	134
Tabla 40. Interpretación de la TIR (Rodiles, 2019)	138
Tabla 41. VPN y TIR de la planta FV caso de estudio. Elaboración propia	138
Tabla 42. Emisiones de CO ₂ evitadas al ambiente. Elaboración propia	141
Tabla 43. Características del proyecto. Escenario base	148
Tabla 44. Efecto de los precios de los módulos FV en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia	150
Tabla 45. Reemplazo de inversores y su efecto en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.....	155
Tabla 46. Costos de O&M y su efecto en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia.....	156
Tabla 47. Efecto de las tarifas de electricidad en el PR, VPN y TIR del proyecto. Elaboración propia	158
Tabla 48. Efecto de la paridad peso-dólar en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia	163
Tabla 49. Diseño Fotovoltaico e indicadores económicos para plantas FV. Elaboración propia	166
Tabla 50. Programas de Fomento de Energías Renovables (SEMARNAT, 2015).....	171

Introducción

El acceso a agua dulce y energía representan dos factores clave en la vida humana que controlan el crecimiento y desarrollo de las sociedades humanas.

El cambio climático, el aumento de la población en las zonas urbanas y la industrialización, han aumentado la demanda de agua dulce alrededor del mundo; así mismo, se tiene la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero causadas por el uso de fuentes de energía contaminantes.

Baja California Sur es un estado de la República Mexicana que, debido a sus características geográficas, presenta dificultades de suministro eléctrico y de agua dulce. Al mismo tiempo, es un estado con un alto potencial de aprovechamiento de energías renovables: Geotérmica, Solar y Eólica, principalmente.

El propósito de este trabajo es realizar un análisis de desalación de agua de mar en el municipio de Los Cabos en Baja California Sur, utilizando una fuente de energía menos contaminante que las fuentes fósiles: la Energía Solar Fotovoltaica. El estudio propone una alternativa de solución a la problemática de suministro de agua y energía en el municipio, para con ello mejorar la calidad de vida de la población, en términos ambientales, económicos y de salud.

Problemática

Baja California Sur es un estado de la República Mexicana con necesidades y características únicas, se puede decir que es una isla energética, su desconexión del Sistema Interconectado Nacional hace que presente fallas e insuficiencia en el suministro eléctrico teniendo como consecuencia que comunidades remotas carezcan de este importante servicio.

En el estado, la demanda energética se cubre con la producción local, la cual es a base de diésel y combustóleo, lo que conlleva a que la electricidad generada sea de las más caras y contaminantes.

El estado también presenta problemas en el suministro de agua, sus precipitaciones son de las más bajas en el país y sus mantos acuíferos han presentado problemas de contaminación con arsénico e intrusión salina en acuíferos costeros.

Baja California Sur ha tenido una tasa de crecimiento poblacional por arriba de la media nacional, con lo cual en los próximos años también aumentará la demanda de energía y agua, servicios básicos para el desarrollo del estado en zonas rurales, así como en sitios turísticos.

Ante esto, Baja California Sur tiene un alto potencial de aprovechamiento de energías renovables: geotérmica y solar, principalmente, así como también eólica y biomasa.

En este trabajo se revisará la factibilidad técnica y económica para implementar una tecnología de desalación de agua de mar utilizando la energía solar fotovoltaica como fuente de energía y de esta manera mitigar la problemática de suministro de agua y emisión de gases de efecto invernadero en el municipio de Los Cabos.

Objetivo General

Hacer una revisión bibliográfica de la situación de la desalación de agua en México utilizando energías renovables, así como la propuesta de una tecnología de desalación mediante ósmosis inversa para el municipio de Los Cabos en Baja California Sur, utilizando energía solar fotovoltaica y analizando la factibilidad técnica y económica, así como la elaboración del análisis de sensibilidad para la propuesta.

Realizar la factibilidad técnica y económica para la implementación de una planta solar fotovoltaica de 0.5 MW a una planta de ósmosis inversa para la desalación de agua de mar.

Objetivos Particulares

- ✚ Realizar el estado del arte de la situación actual de la desalación en México y el uso de las energías renovables para estas tecnologías.
- ✚ Identificar las necesidades de agua dulce y problemas de suministro de energía en el estado de Baja California Sur.
- ✚ Hacer una propuesta técnica-económica para el uso de las energías renovables en el proceso de desalación mediante ósmosis inversa el municipio de Los Cabos en Baja California Sur.
- ✚ Realizar en análisis de sensibilidad de propuesta.

Metodología

El desarrollo de este trabajo considera una serie de aspectos que van desde el contexto y situación actual del sector energético en México y las tecnologías de desalación utilizadas a nivel mundial hasta un análisis de sensibilidad de la evaluación económica para la tecnología propuesta.

El contenido del trabajo se agrupa en 5 capítulos que se describen a continuación:

Capítulo 1. Antecedentes. Se describe la situación de las energías renovables y su contribución al mix energético a nivel mundial y en México, así como una descripción detallada de las tecnologías de desalación y su posible acoplamiento a las energías renovables.

Capítulo 2. Evaluación Técnica. Se detalla la situación de abasto de agua dulce en la región del caso de estudio: Los Cabos, Baja California Sur. Se describen las tecnologías de Ósmosis Inversa y la generación eléctrica mediante energías Solar Fotovoltaica como fuente. Finalmente se describe el caso de estudio y se dimensiona la planta Solar Fotovoltaica.

Capítulo 3. Evaluación Económica. En este capítulo se hace el estimado de inversión de la planta solar y se estiman los parámetros de rentabilidad. Se identifican los ambientales, económicos, sociales y de salud de la propuesta a la comunidad.

Capítulo 4. Análisis de sensibilidad. Partiendo de la evaluación económica del caso de estudio, se identifican las variables que afectan significativamente la rentabilidad de la propuesta. Se describen posibles fuentes de financiamiento.

Capítulo 5. Conclusiones

Abreviaturas

BCS	Baja California Sur
BWOI	Desalación de agua salobre mediante ósmosis inversa
CCCMéxico	Centro de Colaboración Cívica, México
CEDI	electrodesionización en continuo
CEMDA	Centro Mexicano de Derecho Ambiental
CEMIEGEO	Centro Mexicano de Innovación en Energía Geotérmica
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CEL	Certificado de Energías Limpias
CERCA	Centro de Energía Renovable y Calidad Ambiental
CET	Colegio de Economistas de Tamaulipas
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONEVAL	Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
COVID-19	Enfermedad causada por el virus SARS-COV2
CSP	Concentradores Solares Parabólicos
DBO5	Demanda Bioquímica de Oxígeno
DGEA	Dirección General de Energías Alternativas, Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Bolivia
DQO	Demanda Química de Oxígeno
ED	Electrodesionización
FV	Energía Solar Foto Voltaica
GEI	Gases de Efecto Invernadero Deutsche Gesellschaft
GIZ	für Internationale Zusammenarbeit (Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable)
HDH	Humidificación-des humidificación
HSP	Hora Solar Pico
ICM	Iniciativa Climática de México
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. España
IEA	Agencia Internacional de Energía
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
ISC	Corriente de cortocircuito
MD	Destilación con membranas
MED	Destilación Múltiple-efecto
MPPT	Cantidad de entradas en un inversor (Maximum Power Point Tracker)
MSF	Destilación Instantánea Multietapa

MVC	Compresión de Vapor Mecánica
MVC	Compresión de Vapor Térmica
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OI	Ósmosis Inversa
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OOMSAPASLC	Organismo Operador Municipal de Sistema de Agua Potable de Los Cabos
OPS	Organización Panamericana de la Salud
PEF	Presupuesto de Egresos de la Federación
PER	Periodo de Recuperación de la Inversión
PRONACOSE	Programa Nacional Contra la Sequía
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System – European Commission, Joint Research Center
TIR	Tasa Interna de Retorno
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SENER	Secretaría de Energía
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional
VC	Compresión de vapor mecánica o térmica
Voc	Tensión a circuito abierto
VPN	Valor Presente Neto

Capítulo 1

Antecedentes

En este capítulo se hace una profunda revisión bibliográfica de la disponibilidad del recurso hídrico en el país, específicamente para el estado de Baja California Sur, también se detalla la situación de suministro eléctrico en dicho estado de la República Mexicana.

Como respuesta a la problemática de suministro de agua y energía, se hace una descripción de las tecnologías de desalación y su acoplamiento con sistemas de generación de energía renovable para su posible aplicación en islas.

Finalmente se hace una revisión de la situación de la desalación como alternativa para el suministro de agua dulce a nivel mundial y para nuestro caso de estudio: Baja California Sur, sin dejar de lado el papel que juega el uso de las energías renovables y los factores que impactan en su desarrollo.

1.1 Distribución de Agua en nuestro Planeta

Hoy en día, la escasez de agua y falta de energía limpia en todo el mundo constituyen un problema central de toda la humanidad. Estos problemas están relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero (en adelante GEI), por la quema de combustibles fósiles principalmente, teniendo efectos en el calentamiento global y cambio climático.

A pesar de que nuestro planeta está formado en su mayor parte por agua, sólo un pequeño porcentaje es apto para consumo humano. Aproximadamente 97.5 % del agua que se encuentra en nuestro planeta está en los océanos; el 2.5 % restante es agua dulce, de la cual aproximadamente 69% se encuentra en los glaciares, el resto se encuentra como agua subterránea, superficial y en la atmosférica (SEMARNAT, 2012). En la Figura 1 se puede observar la distribución de agua en nuestro planeta.

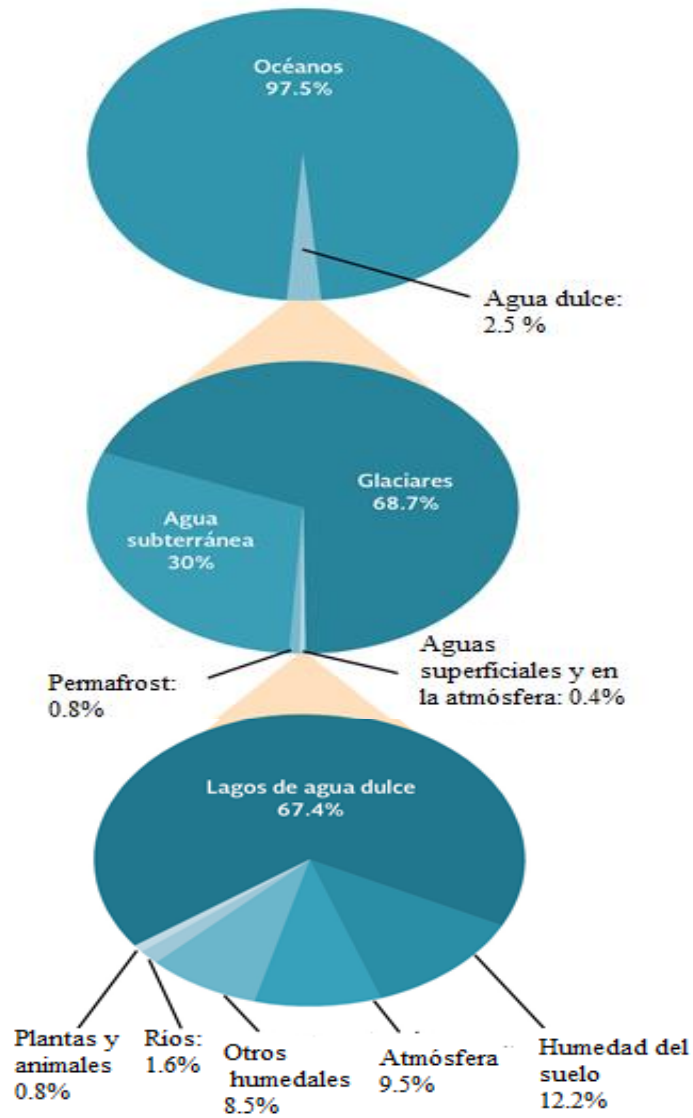


Figura 1. Distribución de agua en nuestro planeta (SEMARNAT, 2012)

La demanda global de agua se incrementa cada vez más, mientras que las fuentes de agua dulce son cada vez más escasas, ante esta problemática, se ha visto a la desalación como una alternativa, aprovechando la fuente de agua más grande del mundo, el océano, la cual es prácticamente inagotable (Voutchkov, 2013).

1.2 Energías renovables y situación en México

El crecimiento poblacional, el desarrollo económico y el progreso tecnológico, son los principales factores que han incrementado el consumo energético a nivel mundial.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la demanda de energía primaria mundial crecerá 1% cada año (IEA, 2019) . Los principales problemas asociados al consumo de los combustibles fósiles es la emisión de GEI, entre ellos CO₂ principalmente, teniendo graves consecuencias ambientales, así como el agotamiento de las reservas actuales de combustibles fósiles.

Existe entonces la necesidad de incrementar el desarrollo de fuentes de energías alternativas que reemplacen a los combustibles fósiles. Entre éstas se incluyen la radiación solar directa e indirecta, fuentes hidráulicas, eólica, olas marinas, biomasa, energía térmica de los océanos; la geotérmica; las mareas y la energía nuclear.

El Marco Legal mexicano define a las energías renovables como aquéllas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que, al ser generadas, no liberan emisiones contaminantes (CEMDA, 2017, p. 8).

Otra definición es la establecida por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, el cual define las fuentes de energía renovable como “todo tipo de energía procedente de fuentes solares, geofísicas o biológicas que se renuevan mediante procesos naturales a un ritmo igual o superior al de su utilización”

(CEMDA, 2017, p. 8). En la Figura 2 se muestran las principales fuentes de energía renovables.



Figura 2. Fuentes de Energía Renovables (CEMDA, 2017)

Energía Hidráulica. La fuente de energía hidroeléctrica o hidráulica es la producida por grandes caídas de agua. El agua en su caída pasa por turbinas hidráulicas que transmiten la energía a un alternador, el cual la convierte en energía eléctrica (Twenergy, 2019).

Energía Solar. La fuente de energía proporcionada por el sol en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta principalmente). Los usos más comunes de esta fuente de energía son:

- **Energía solar térmica.** Es la que se utiliza normalmente en los hogares e industrias para calentar el agua para usos sanitarios o calefacción.
- **Energía solar termoeléctrica.** Utiliza la radiación solar para calentar un fluido (que puede ser agua), hasta que genere vapor y accione una turbina que

genera electricidad. Los Concentradores Solares Parabólicos (CSP), normalmente son arreglos de espejos cuyo funcionamiento se basa en el aprovechamiento de la reflexión de los rayos solares (Energía Solar, 2020).

- **Energía solar fotovoltaica (FV).** Genera electricidad utilizando placas solares que absorben fotones y liberan electrones.

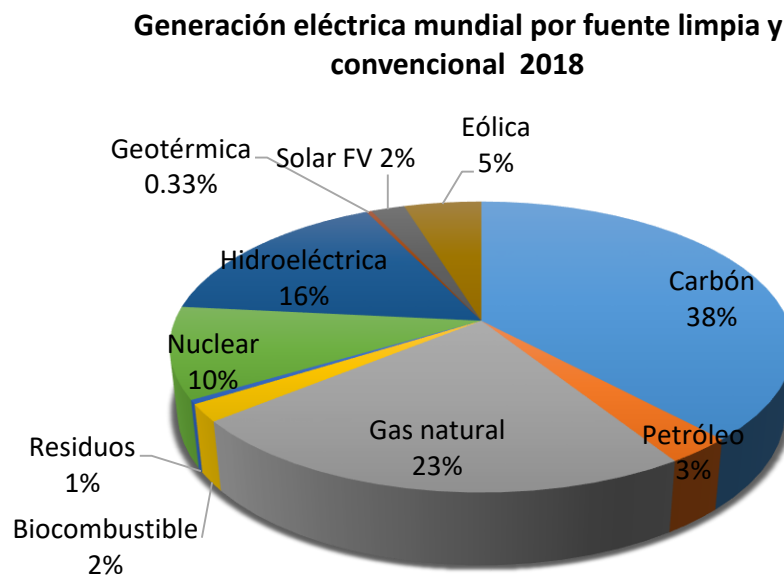
Energía Geotérmica. Es la energía que proviene del interior de la tierra. Se encuentra almacenada bajo la superficie terrestre en forma de calor y está ligada a volcanes, aguas termales, fumarolas y Géiseres. A poca profundidad, el calor que contiene la Tierra servirá como método de calefacción, a mayores profundidades, la temperatura es más elevada y se utiliza para generar electricidad (CEMIEGEO, 2019).

Energía Proveniente de los océanos. La energía proveniente de los océanos puede ser de diferentes tipos.

- **Energía undimotriz.** Es la energía producida por el movimiento de las olas.
- **Energía maremotriz.** Se basa en las subidas y bajadas de las mareas. Se obtiene al introducir un generador con aspas dentro del mar, las cuales giran produciendo electricidad, que es transportada mediante conductos submarinos.
- **Energía maremotérmica.** Aprovecha la energía térmica del mar a través de la diferencia de temperaturas entre la superficie y las aguas profundas (Twenergy, 2019).

Biomasa. Es la que proviene del aprovechamiento de materia orgánica animal, vegetal o residuos de la misma, entre los cuales se encuentran los provenientes de las actividades agrícolas y forestales, así como los subproductos de las industrias agroalimentarias. El biogás es una fuente de energía que se obtiene a partir de materia orgánica (Twenergy, 2019).

A nivel mundial, la generación de electricidad está dominada por el uso de carbón y gas natural (IEA, 2021) por lo que resulta importante buscar alternativas de aprovechamiento de fuentes de energía renovables. En la Gráfica 1 se observa el porcentaje de participación de las energías alternativas y convencionales en la generación de electricidad a nivel global.



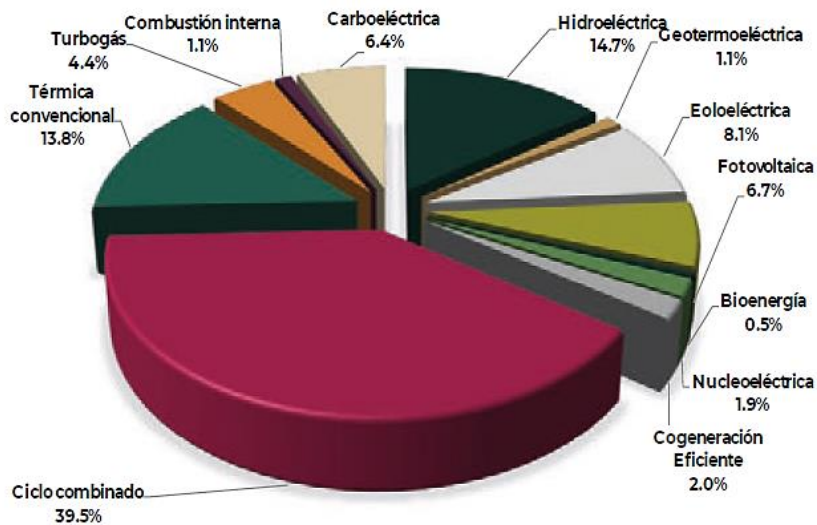
Gráfica 1. Participación de energías alternativas y convencionales en la generación de electricidad a nivel global. Elaboración propia con información de IEA 2021

1.2.1 Situación Actual

México, como participante de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP21), al igual que otros países está comprometido a reducir sus emisiones de GEI, para lo cual necesita invertir en energías limpias principalmente en los sectores de electricidad y transporte, ya que son los que generan la mayor contaminación (Islas, Manzpi, & Macías, 2015).

En México la matriz energética necesita ser enriquecida con fuentes limpias para generación eléctrica, la cual actualmente proviene principalmente de gas natural en

las centrales de ciclo combinado; así como de petróleo y carbón (SENER, 2020). Esto se puede observar en la Gráfica 2.



Gráfica 2. Capacidad instalada para la generación eléctrica por tipo de tecnología a octubre de 2020 (incluye unidades en prueba) (SENER, 2020)

Como una medida para disminuir las emisiones de GEI, México ha establecido metas a corto y mediano plazo para la generación de electricidad, una de ellas establece que la energía generada en el país procedente de fuentes limpias debe ser de 35% en 2024; así como metas indicativas de 40% para el 2035 y 50% para 2050. (EY México & GIZ, 2018).

Estos objetivos, juntos con los de la Reforma Energética y los mecanismos que ha desarrollado el gobierno en el Mercado Eléctrico Mexicano, muestran una visión positiva respecto al incremento en el uso de las energías renovables en México.

Sin embargo, existen algunos retos importantes que pueden afectar el desarrollo del sector de energías renovables en los próximos años, así como situaciones políticas y sociales que de alguna manera afectan su crecimiento. Entre los principales puntos destacan:

- Limitaciones en la red de transmisión del país.
- Los precios de la electricidad en el mercado. Niveles de precios excesivamente bajos pueden dejar de hacer atractivos los proyectos de energía renovables en comparación con otras tecnologías.
- Asuntos relacionados con la propiedad de las tierras y derechos de paso; aspectos regulatorios sociales y medioambientales.
- Incertidumbre y propuesta a la reforma de la Ley de la Industria Eléctrica.
- Situación de contingencia sanitaria a nivel mundial causada por la enfermedad COVID-19.

La pandemia que se desarrolló a principios del año 2020 no solo trajo enfermedad y pérdida de vidas humanas en todo el mundo, sino que también trajo consigo una serie de cambios de hábitos en muchos ámbitos, incluidos el consumo y producción de bienes y servicios, lo que se tradujo en cambios en la economía a nivel global. El sector de energético no fue ajeno a estos cambios, lo cual influyó en el desarrollo de las energías renovables.

A continuación, se mencionan los principales efectos que trajo la pandemia al sector energético y su influencia en el desarrollo de las energías renovables a nivel global, así como los cambios y polémicas que se presentan en México como consecuencia.

1.2.2 Impactos de la Pandemia por la enfermedad COVID-19 en el uso y desarrollo de energías renovables

La pandemia creada por el coronavirus SARS-COV2, que produce la enfermedad denominada como COVID-19, comenzó el 31 de diciembre de 2019 y ha traído consigo diversos impactos a en la salud, sociedad, economía, medio ambientales y desarrollo de tecnología, ente otros (SENER, 2020). En el sector de la energía renovable, la pandemia afectó de manera distinta a las plantas de generación existentes que a los proyectos en etapa de planificación.

Plantas Existentes

Uno de los principales efectos de la pandemia en el sector energético se vio reflejado en la disminución del consumo de electricidad. En varios países la demanda de electricidad disminuyó en un 20% o más durante el primer semestre del 2020 debido a los recortes en la demanda comercial e industrial (IRENA, 2020). Por ejemplo, Europa rompió su récord en los precios más bajos de la electricidad; en Alemania, en un solo trimestre, se llegó a la mayor cantidad de precios negativos que todos los ocurridos en el 2019; en España, la baja demanda de electricidad condujo a los precios promedio más bajos en cuatro años (IRENA, 2020).

La disminución en la demanda de electricidad podría tener como consecuencia un aumento en la participación de las energías renovables para la generación eléctrica, debido a que, en el mercado eléctrico mexicano, las energías renovables son las que se despachan primero; sin embargo, debido a la intermitencia de la generación con fuentes renovables, es necesaria la participación de fuentes convencionales para garantizar el funcionamiento del sistema (CENACE, 2020). Ante esta situación, algunas medidas tomadas en México ante la contingencia sanitaria causaron polémicas, por ejemplo, a finales de abril y principios de mayo de 2020, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) presentó un acuerdo para garantizar la eficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ante la situación de contingencia, en el cual se suspendían las pruebas preparativas de las centrales eléctricas eólicas y fotovoltaicas en proceso de operación comercial, lo cual retrasó el arranque de estas nuevas plantas; así mismo, para aquellas que no habían iniciado, no se autorizarían pruebas preparativas (CENACE, 2020).

En lo que respecta al transporte, la situación de confinamiento durante la pandemia estancó la movilidad personal y uso de medios de transporte en la mayor parte del mundo. La pandemia tuvo efectos negativos en el mercado del crudo, el cual alcanzó precios mínimos históricos e incluso negativo en el primer semestre del año

2020, debido a la disminución de la demanda mundial de gasolina, turbosina y demás combustibles, incluyendo los biocombustibles (Enlight, 2020).

Proyectos de Energías Renovables

En el caso de los proyectos que todavía se encontraban en desarrollo, éstos sufrieron retrasos en los tiempos para su ejecución, principalmente proyectos de energía solar y eólica, debido a las interrupciones en la cadena de suministro y mano de obra.

China, el mayor productor de tecnologías solares en el mundo, tuvo una disminución en la producción de módulos solares fotovoltaicos de un 20% a 25% en los meses de enero y febrero del 2020 (IRENA, 2020) debido al cierre de fábricas y escasez de componentes.

La industria eólica también se vio afectada debido a las interrupciones en la cadena de suministro y las restricciones en la disponibilidad de mano de obra.

Para la mayoría de los proyectos de energía renovable en desarrollo, los retrasos fueron el principal efecto de la pandemia, los cuales generaron exigencias en renegociaciones para su financiamiento (IRENA, 2020).

En el sector de calefacción, refrigeración y transporte la crisis ralentizó aún más una transición ya lenta y ha reafirmado la necesidad de un apoyo político más ambicioso y sólido para descarbonizar el sector, el cual se vio menos afectado que el de la electricidad debido a que las energías renovables constituyen solo una pequeña fracción del total de la energía en los sectores de uso final.

En 2019, la participación de las energías renovables en el consumo mundial de calor (excluyendo los usos tradicionales de biomasa) fue inferior al 10%; mientras que para el transporte fue alrededor del 3% (IRENA, 2020).

La disminución en el transporte redujo las ventas de vehículos eléctricos en China en un 79% en el mes de febrero del 2020 (IRENA, 2020), de la misma manera, la industria de los vehículos eléctricos se enfrentó a interrupciones en la fabricación. La mayoría de estas empresas cerraron sus instalaciones de producción de automóviles y cambiaron su enfoque a la fabricación de equipos de protección personal.

De manera general, la crisis de la pandemia ha provocado graves interrupciones en las cadenas de suministro transfronterizas, ha aplazado proyectos en desarrollo, reducido la demanda energética, caída de precios de los combustibles. En cuanto a las renovables, si bien se ha visto generalmente menos afectado que otros sectores, el cierre de fábricas en China, el principal productor de tecnología renovable ha llevado a un "efecto dominó" global que ralentiza el despliegue de las energías renovables en muchas partes del mundo.

La situación de las energías renovables, aunada a la crisis de la pandemia, muestra la necesidad de crear políticas y estrategias para fortalecer el desarrollo de fuentes de energías limpias.

1.3 Desalación a nivel global y situación en México

La demanda global de agua se incrementa cada vez más, mientras que su disponibilidad es cada vez más escasa debido al aumento de la población, la creciente demanda de recursos naturales y los impactos del cambio climático, particularmente en áreas semiáridas y costeras.

Alrededor del 50% de la población en el mundo vive en centros urbanos cerca de los océanos (Voutchkov, 2013). En muchas partes áridas del mundo tal como el Medio Oriente, Australia, el Norte de África y el Sur de California, la población a lo

largo de las costas excede el 75%. Normalmente las áreas costeras también tienen el mayor crecimiento poblacional. Como consecuencia, la desalación de agua proporciona una solución sustentable para enfrentar la creciente demanda de agua en estas áreas (Voutchkov, 2013).

Estudios reportados en el año 2019, estiman que se tiene operando a nivel mundial 15,906 plantas desaladoras con una capacidad total de desalación de aproximadamente 95.37 millones de m³ / día (34,810 millones de m³ / año) (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019). En la Tabla 1 se presenta la cantidad de plantas desaladoras por región y por su uso.

Tabla 1. Capacidad y número de plantas desaladoras instaladas a nivel mundial por región y sector de uso (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).

		Número de Plantas Instaladas	Capacidad de Desalación	
			millones (m ³ /día)	(%)
Global		15,906	95.37	100
Región geográfica				
	Medio Oriente y el Norte de África	4,826	45.32	47.5
	Pacífico y Este de Asia	3,505	17.52	18.4
	Norte América	2,341	11.34	11.9
	Europa Oriental	2,337	8.75	9.2
	América Latina y Caribe	1,373	5.46	5.7
	Sur de Asia	655	2.94	3.1
	Este de Europa y Asia Central	566	2.26	2.4
	África subsahariana	303	1.78	1.9
Uso				
	Municipal	6,055	59.39	62.3
	Industria	7,757	28.8	30.2
	Potencia	1,096	4.56	4.8
	Riego	395	1.69	1.8
	Militar	412	0.59	0.6
	Otros	191	0.9	0.9

En recientes décadas, gran parte de la producción de agua desalada ha estado en los países muy secos del Medio Oriente, en donde casi la mitad (45.32%) de la capacidad global actual se encuentra instalada (World Bank , 2019) (Tabla 1) y de la cual todavía se proyecta que crezca a un promedio de 7% a 9% por año (World Bank , 2019).

También se espera que otras regiones crezcan aún más rápido, particularmente Asia, Estados Unidos, América Latina y China. Existen relativamente pocas plantas instaladas en América del Sur y África (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019). Las instalaciones existentes están diseñadas principalmente para producir agua desalada para los sectores municipal e industrial, los cuales se concentran principalmente en la costa y sus alrededores (Figura 3).

Respecto al tipo de tecnología, la que más se utiliza es la ósmosis inversa (OI). Desde el año 2000, como se puede observar en la figura 4, tanto el número como la capacidad de las plantas de OI han aumentado exponencialmente en los últimos años, mientras que las tecnologías térmicas solo han experimentado ligeros aumentos.

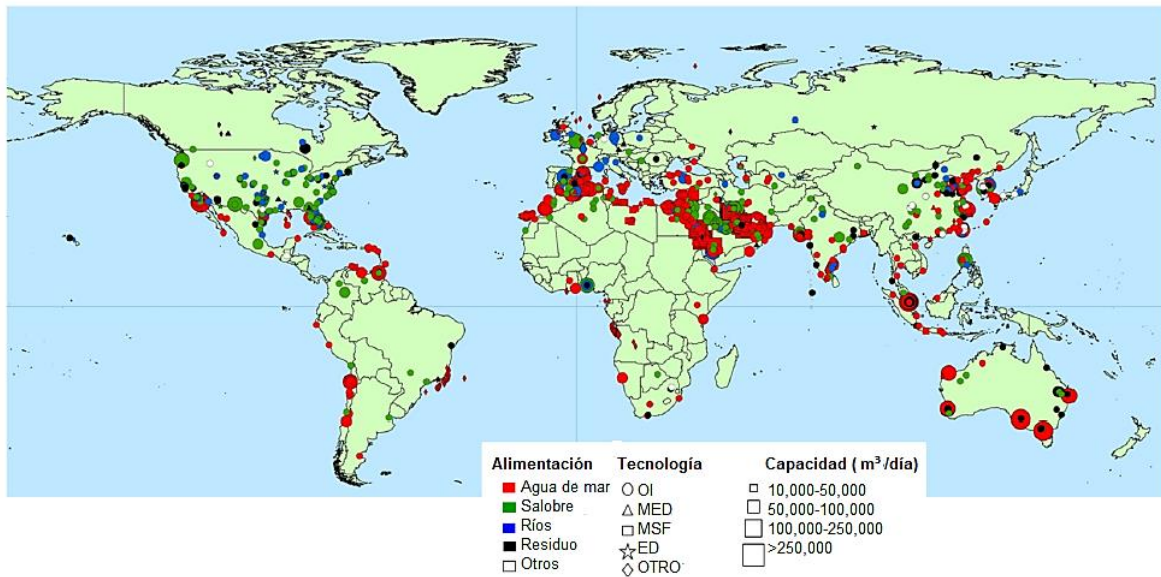


Figura 3. Distribución global de plantas desaladoras por tecnología y capacidad (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019)

MSF: Destilación Instantánea Multietapa

MED: Destilación Múltiple-efecto

OI: Ósmosis Inversa

ED: Electrodiálisis

La producción actual de agua desalada por ósmosis inversa asciende a 65.5 millones de m³ / día (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019), lo que representa casi el 70% del volumen de agua desalada producida y más del 80% del total de plantas instaladas, como se ilustra en las Gráficas 3 y 4.

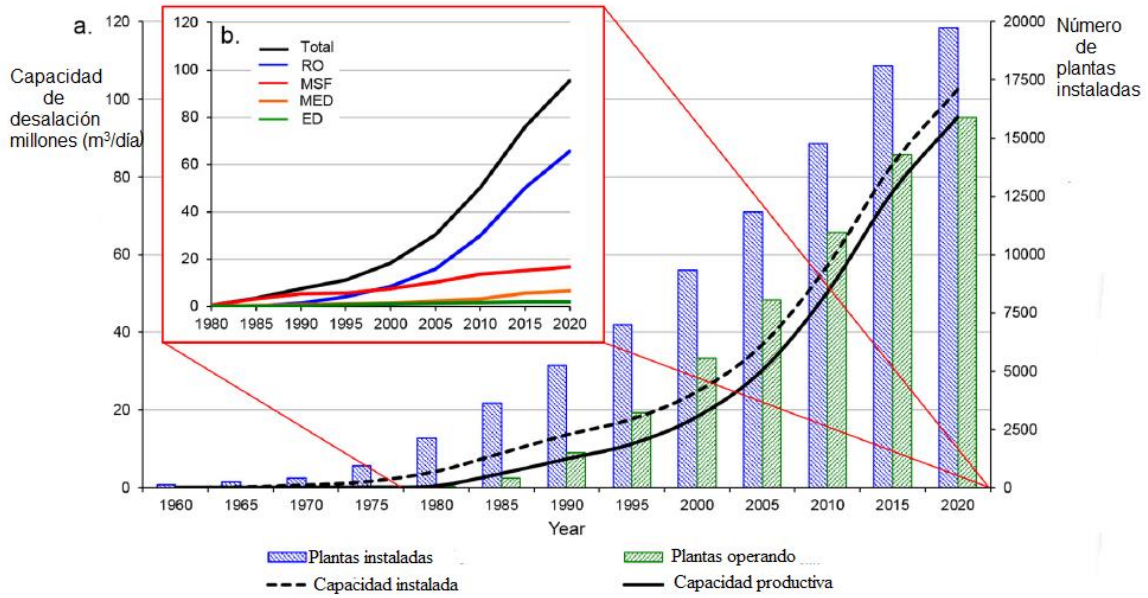
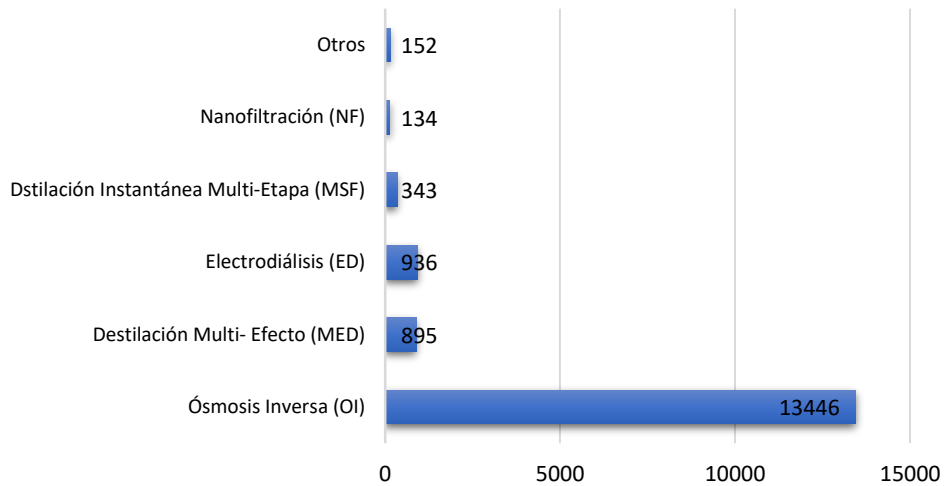


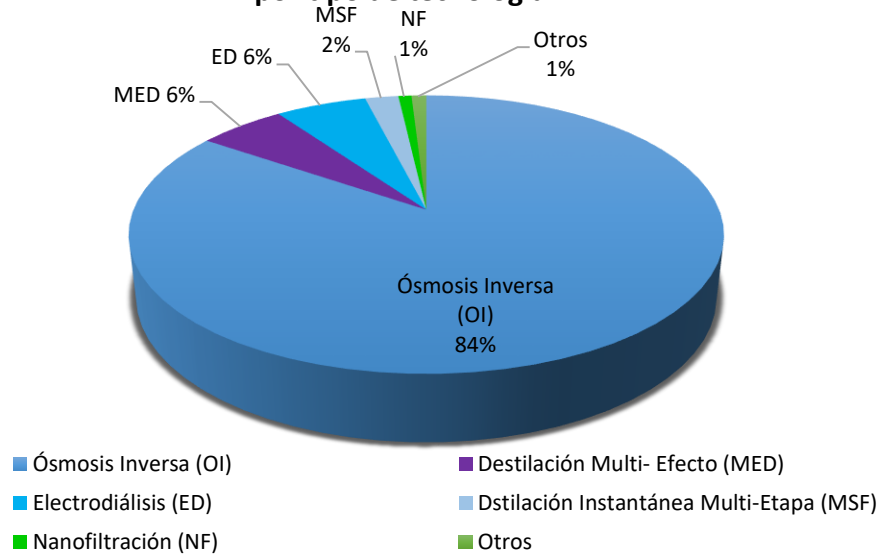
Figura 4. Crecimiento de la desalación a nivel global por (a) número y capacidad total y operativa y (b) tipo de tecnología (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).

Número de plantas desaladoras operando a nivel mundial (2019) por tipo de tecnología



Gráfica 3. Número de plantas instaladas en operación a nivel mundial por tipo de tecnología. Elaboración propia con información de Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019.

**Porcentaje de plantas desaladoras a nivel mundial (2019)
por tipo de tecnología**



Gráfica 4. Porcentaje de plantas instaladas en operación a nivel mundial por tipo de tecnología. Elaboración propia con información de (Jones, Qadir, Van Vliet, & Smarkhtin, 2019).

1.3.1 Desalación en México

La región Noroeste de México es una de las zonas donde el abasto de agua ha presentado escasez natural debido a la sobreexplotación de acuíferos y el incremento de la población.

Las zonas identificadas con mayor escasez de agua son: Hermosillo, Guaymas, Empalme, San Carlos y Puerto Peñasco en Sonora; Tijuana, Rosarito y Ensenada en Baja California y Cabo San Lucas en Baja California Sur (Dévora, González, & Saldívar, 2013).

En estas regiones las lluvias son escasas (Dévora, González, & Saldívar, 2013), el modelo de explotación de agua que se aplica actualmente no es sustentable y su impacto al medio ambiente es nocivo. Bajo este contexto, la desalación surge como una opción viable y sustentable de aporte de caudales alternativos.

La ausencia o presencia de lluvia en la región genera crisis recurrentes en periodos aproximados de 10 años, lo que conlleva al agotamiento y sobreexplotación de las fuentes locales y dependencia de agua de zonas remotas, lo que implica gastos en su transporte. Además, el agua presenta problemas de contaminación e intrusión salina en zonas costeras.

A diciembre de 2006, en México existían 435 plantas desaladoras ubicadas en 320 sitios, el 32% de las plantas están fuera de operación, la capacidad instalada es de 311,377 m³/d (Dévora, González, & Saldívar, 2013). Los estados con mayor crecimiento de plantas desaladoras son: Baja California, Baja California Sur y Quintana Roo. En la Tabla 2 se presenta la cantidad de plantas desaladoras existentes en México diciembre del 2006.

Tabla 2. Inventario Nacional de plantas desaladoras a diciembre del 2006 (Dévora, González, & Saldívar, 2013).

Estado	Sitios donde hay plantas desalinizadoras	Número de unidades	%Nacional	Operan		Capacidad Máxima instalada (m ³ /día)
				Sí	No	
B. California	32	38	8.74	24	14	51,938
BCS	71	73	16.78	53	20	36,971
Campeche	8	19	4.37	14	5	5,456
Coahuila	31	33	7.59	23	10	7,668
Colima	17	18	4.14	2	-	2,856
Edo. Mex.	3	4	0.92	2	2	7,000
CDMX	14	17	3.91	12	5	95,471
Durango	26	26	5.98	13	13	868
Guerrero	6	6	1.38	3	3	2,355
Jalisco	3	4	0.92	3	1	2,865
Morelos	2	21	4.83	21	-	110
N. León	5	5	1.15	5	-	2,847
Oaxaca	1	4	0.92	4	-	14,,256
Q. Roo	79	123	28.51	73	51	53,339
SLP	1	1	0.23	1	0	60
Sonora	16	22	5.06	15	7	9,349

Tamaulipas	4	4	0.92	2	2	5,100
Veracruz	9	15	3.45	11	4	12,167
Yucatán	1	1	0.23	1	-	700
Total	320	435	100%	282	137	311.377
Nacional						

La mayoría de las plantas desaladoras pertenecen al sector turismo; sin embargo, como ya se mencionó, muchas de ellas no están en operación debido principalmente a la falta de capacitación en la operación de las mismas, falta de asistencia técnica de los proveedores de equipo y alto costo de las refacciones.

La distribución del agua potable en México no es la suficiente para abastecer gran parte de las zonas rurales, principalmente en las costas del país. El tipo de suelo y la sobre explotación es la principal causa del agotamiento de los acuíferos de agua dulce y contaminación con altas concentraciones de sales en forma de carbonatos, bicarbonatos y algunos metales como el arsénico (Dévora, González, & Saldívar, 2013).

Existen 17 acuíferos con problemas de intrusión marina ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Colima, Sonora y Veracruz. Entre estos se encuentran Maneadero y San Quintin en Baja California, Santo Domingo en Baja California Sur; Caborca, Costa de Hermosillo, Valle de Guaymas y San José de Guaymas en Sonora (Dévora, González, & Saldívar, 2013, p. 92).

1.3.2 Desalación con energías renovables

La desalación es una alternativa para enfrentar la problemática de suministro de agua dulce, sin embargo, es un proceso que requiere grandes cantidades de energía, la cual en su gran mayoría es obtenida actualmente a partir de combustibles fósiles.

Existe un gran potencial de mercado para los sistemas de desalación utilizando energía renovable como fuente (desalación renovable) en todo el mundo, principalmente en países como Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, España, Estados Unidos y China, países donde esta tecnología ha tenido un mayor desarrollo (World Bank , 2019).

El suministro de agua representa un consumo energético muy elevado siendo los energéticos convencionales casi la única fuente de energía tanto para la generación de agua mediante la desalación como para el transporte desde los puntos de producción a las zonas de consumo (Cosín, 2021).

Sin embargo, los costos de las tecnologías renovables están disminuyendo y por lo tanto el costo de la desalación renovable también, haciéndola útil en regiones remotas donde el costo de transmisión y distribución de electricidad es más alto que el costo de generación de electricidad distribuida (IRENA, 2013).

La mayor ventaja de las energías renovables es que tiene un menor impacto ambiental al generar menos contaminantes que las fuentes convencionales como el carbón y el petróleo.

Todavía se deben mejorar las tecnologías de desalación renovable para hacerlas más factibles económicamente y disminuir las externalidades asociadas a su producción, así como tener presente su intermitencia. A pesar de esto, la desalación con energías renovables es una alternativa para enfrentar el problema de escasez de agua dulce en ciertas regiones del mundo (IRENA, 2013).

Se espera que en los próximos años la construcción de plantas de desalación renovable se incremente de manera exponencial haciendo conciencia de los problemas ambientales que se han desencadenado por el uso de combustibles fósiles y la disminución en la disponibilidad de fuentes naturales de agua. Para ello es necesario mejorar las tecnologías para la desalación renovable, reducción de

costos e implementar incentivos, ya que la economía de la desalación renovable depende a su vez del costo de la energía renovable (World Bank , 2019).

1.3.3 Energías renovables potenciales para la desalación

Existe una variedad de combinaciones de tecnologías de suministro de energía a partir de fuentes renovables que pueden combinarse con tecnologías de desalación, todas ellas son técnicamente factibles, aunque no todas desarrolladas en su totalidad ni económicamente viables.

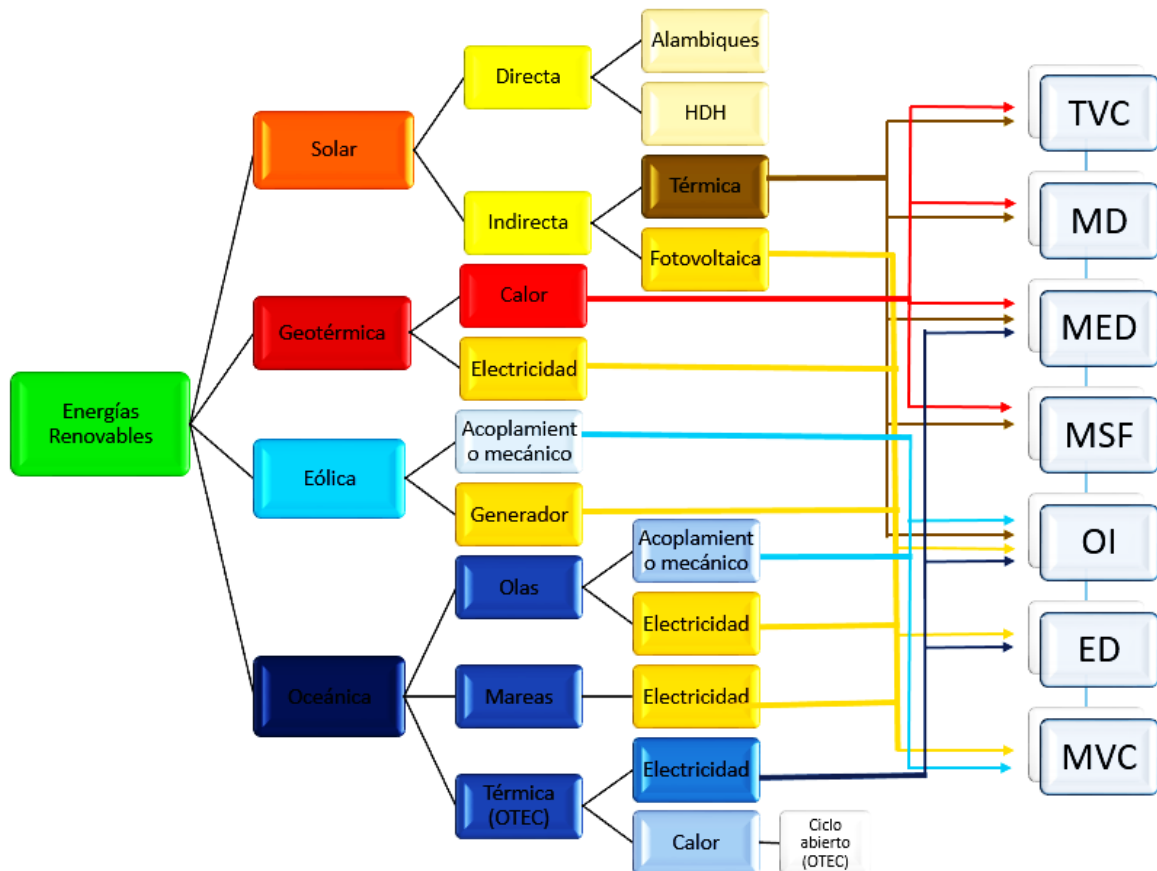
El sol es la fuente de energía renovable más grande: la radiación se puede aprovechar y convertir en calor o electricidad. El viento se puede ver como un efecto del calor y la radiación, induciendo gradientes térmicos en el océano o en la superficie de la Tierra. La energía de las mareas es otra fuente de energía renovable que se deriva de los efectos gravitacionales.

La energía geotérmica es considerada como una fuente de calor renovable efectiva para la desalación térmica porque puede operar de forma continua; sin embargo, está disponible solo en ciertas regiones, lo que genera límites para su uso generalizado.

La energía renovable combinada con la desalación es técnica y económicamente factible solo si ambas tecnologías son lo suficientemente maduras y rentables a pequeña escala y para una operación autónoma para aplicación en islas. Las fuentes de energía con mayor grado de maduración técnica son la energía solar térmica, concentradores solares parabólicos, energía solar fotovoltaica y eólica (IRENA, 2015)

Dentro de las principales tecnologías de desalación se encuentran: Destilación Instantánea Multietapa (MSF); Destilación Múltiple-efecto (MED); Humidificación-des humidificación (HDH); Compresión de vapor (VC) mecánica o térmica; Ósmosis Inversa (OI); Electrodiálisis (ED), Destilación con membranas (MD) y los

alambiques solares. En la Figura 5 se muestran las posibles combinaciones de fuentes de energía renovable con tecnologías de desalación.



MSF: Destilación Instantánea Multietapa
 MED: Destilación Múltiple-efecto
 HDH: Humidificación-des humidificación
 MVC: Compresión mecánica de vapor

TVC: Compresión térmica de vapor
 OI: Ósmosis Inversa
 ED: Electrodialisis
 MD: Destilación con membranas

Figura 5. Combinación de Fuentes de energía renovables con tecnologías de desalación. Elaboración propia con información de (IRENA, 2015).

En el caso de la energía geotérmica combinada con tecnologías de desalación como MED o MD tiene un amplio potencial de aprovechamiento en ciertas regiones. Esto es porque la fuente de energía es constante y no requiere almacenamiento (Grupo IIDEA UNAM, 2021).

Los costos de los sistemas de desalación con energías renovables dependen fuertemente del lugar donde se instalan; así, la combinación de tecnologías para cierta región no necesariamente es la mejor para otras regiones (IRENA, 2015).

Las principales ventajas y desventajas de las diferentes combinaciones de tecnologías de desalación acopladas a fuentes de energías renovables se muestran en las Tablas 3- 7. Los colores representan el grado de madurez que presenta la combinación de tecnologías. En color verde se presentan las combinaciones que presentan mayor madurez; en color naranja los sistemas que todavía cuentan con inconvenientes tecnológicos y en rojo aquellos que enfrentan mayores obstáculos.

Las combinaciones en color verde, las tecnologías más maduras, ya han sido investigadas y desarrolladas a nivel planta piloto o a escala comercial, entre estas se encuentran la tecnología solar fotovoltaica (FV), concentradores solares parabólicos (CSP) y eólica con ósmosis inversa (IRENA, 2015).

Tabla 3. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (a) (IRENA, 2015)

	FV		CSP		Eólica	
	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
OI	<p>Agua producida más barata comparada con el uso de combustibles fósiles</p> <p>Componentes comercialmente disponibles</p> <p>La viabilidad depende de la capacidad de la planta, distancia a la red eléctrica y concentración del agua de alimentación.</p> <p>Tecnología desarrollada, existen muchas plantas a nivel piloto y comerciales</p>	<p>Se requiere almacenamiento de energía como respaldo debido a las intermitencias.</p> <p>Altos costos de inversión (CAPEX) para el suministro de energía (Celdas fotovoltaicas)</p>	<p>Tecnología desarrollada</p> <p>Proporciona energía adicional</p> <p>Prometedora para la provisión de agua y electricidad.</p> <p>El sistema CSP-OI es más eficiente que sistema CSP-MED</p>	<p>Se requiere almacenamiento de energía como respaldo debido a las intermitencias.</p> <p>Aplicable a grandes escalas</p>	<p>Una de las combinaciones más desarrollada y probada</p> <p>Disminución en los costos de turbinas y en componentes de sistemas de OI</p>	<p>Restringido para áreas con altas velocidades de viento y altos precios de combustibles fósiles</p> <p>Variaciones en la potencia puede provocar desgastes en componentes</p> <p>Altos costos de inversión y se requiere una fuente de energía de respaldo</p>

Tabla 4. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (b) (IRENA, 2015)

	CSP		Solar térmica	
	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
MED	<p>Tecnología desarrollada.</p> <p>Cogeneración, proporcionando energía adicional.</p> <p>Prometedor para el suministro de agua y electricidad.</p> <p>Económico en algunos casos con CSP-OI.</p>	<p>Adecuado para aplicaciones a gran escala.</p>	<p>Tecnología desarrollada y económicamente factible.</p> <p>Se puede conseguir una operación continua con una reserva de calor a un precio accesible.</p> <p>A bajas temperaturas es adecuada para ser desarrollada a pequeña y mediana escala.</p>	<p>Más cara que el sistema FV-OI.</p> <p>Requiere casi tanta electricidad como el sistema FV-OI para sistemas a pequeña escala</p> <p>No puede competir con el sistema FV-OI desde el punto de vista energético.</p>

Tabla 5. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (c) (IRENA, 2015)

	FV		Eólica	
	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
ED	<p>La energía requerida para bajas salinidades es menor comparada con los sistemas de OI.</p> <p>Tecnología resiliente y más resistente a las fluctuaciones de suministro de energía</p> <p>Más conveniente para áreas remotas que los sistemas de OI</p>	<p>Para desalar agua de mar (alto contenido de Sólidos Disueltos Totales SDT) se requiere más energía que los sistemas de OI.</p> <p>El costo de capital es 30% por arriba que los sistemas diésel-ED.</p> <p>No se encuentra totalmente desarrollada para desalar agua de mar.</p>	<p>Componentes no sensibles a las variaciones de potencia.</p> <p>No se requiere almacenamiento adicional de energía</p>	<p>Apenas algunas plantas instaladas.</p> <p>La ED es más aplicable para proyectos a pequeña escala, por lo que la inversión en turbinas no es económicamente justificable.</p>

Tabla 6. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (d) (IRENA, 2015)

	FV		CSP		Eólica	
	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
VC	<p>Tecnología confiable, robusta y desarrollada.</p> <p>Bastante aplicable para proyectos a pequeña escala</p> <p>Sistemas de MVC con pequeñas adecuaciones pueden operar con suministro de energía intermitente.</p>	<p>Los sistemas MVC tienen una demanda significativamente mayor que la requerida por los sistemas de OI.</p> <p>No existe mucha investigación al respecto.</p>	<p>Para los sistemas TVC se puede utilizar el calor residual proveniente de otros procesos.</p> <p>Normalmente se combinan con los sistemas MED</p>	<p>Restringidas capacidades para plantas con sistemas CSP.</p> <p>No existe una amplia investigación de esta tecnología.</p>	<p>Es posible el acoplamiento directo con un compresor mecánico.</p> <p>La tecnología MVC es resiliente a operaciones intermitentes, es una tecnología desarrollada.</p> <p>Adecuada para áreas remotas.</p>	<p>Pocas plantas piloto instaladas.</p> <p>Consumo de energía superior a los sistemas de OI.</p> <p>Costos iniciales elevados</p>

Tabla 7. Ventajas y desventajas de tecnologías de desalación utilizando energías renovables (e) (IRENA, 2015)

Solar Térmica								
	Ventajas	Desventajas		Ventajas	Desventajas		Ventajas	Desventajas
MD	<p>Compatible con la intermitencia de las energías renovables.</p> <p>Gran potencial debido a su simplicidad y requerimientos de baja temperatura.</p> <p>Alto potencial de reducción de costos del sistema MD</p>	<p>La producción de agua potable es costosa.</p> <p>Baja tasa de recuperación de la inversión.</p>	ALAMBQUES SOLARES	<p>Fácil operación y mantenimiento</p> <p>Materiales económicos y bajo costo de inversión.</p>	<p>Baja eficiencia (50 % máximo)</p> <p>Se requiere superficies grandes</p> <p>Susceptible a daños climáticos.</p>	HDH	<p>Prometedor para bajas capacidades (5-100 m³/día)</p> <p>Fácil operación y mantenimiento</p>	<p>Solo es adecuada para bajas temperaturas.</p> <p>Apropiada únicamente para bajas capacidades.</p> <p>Tecnología no muy desarrollada todavía.</p> <p>No probada económicamente.</p>

1.4 Tecnologías de Desalación

La desalinización o desalación es un proceso de separación entre un soluto (sales) y un disolvente (agua) sometido a un proceso endotérmico, es decir, requiere energía.

Una manera de clasificar los procesos de desalación es si hay cambio de fase, tipo de energía suministrada y separación del solvente y soluto, en la Figura 6 se presenta esta clasificación (Gómez, 2018).

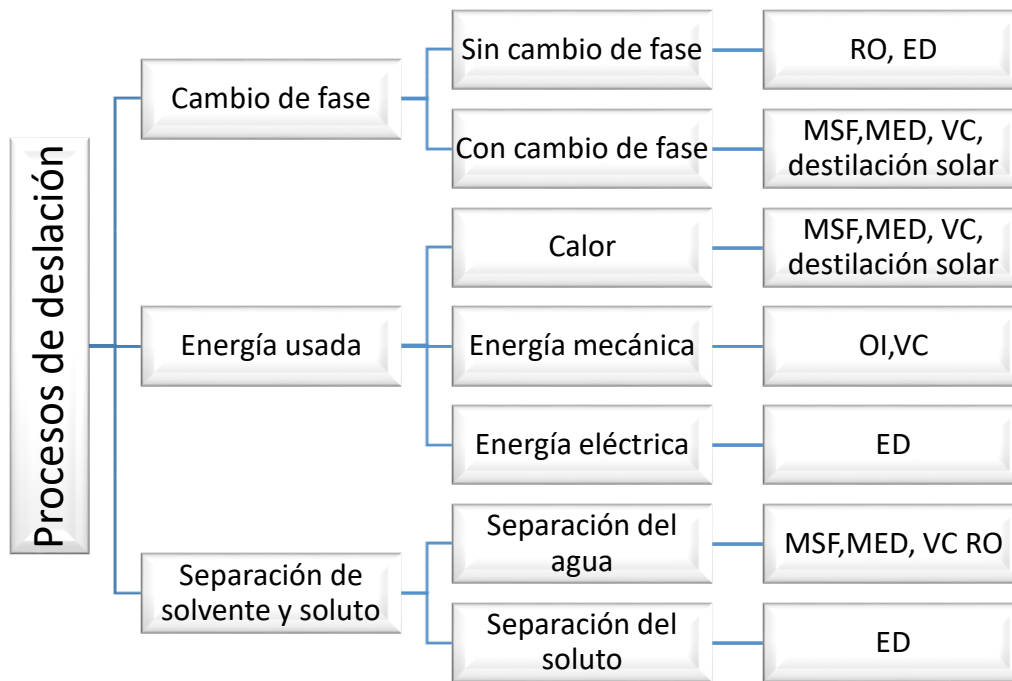


Figura 6. Clasificación de los procesos de desalación (Gómez, 2018)

Respecto al uso de las energías renovables, la energía solar es la que presenta más opciones para la desalación, como se puede apreciar en las Figuras 5 y 7, ya sea que se aproveche de manera directa o indirecta mediante la energía térmica o fotovoltaica. Las tecnologías de desalación más desarrolladas que utilizan este recurso son sistemas de ósmosis inversa acoplados con sistemas fotovoltaicos o

mediante energía térmica aprovechada en concentradores solares parabólicos, como se puede observar en la Tabla 3 (IRENA, 2015).

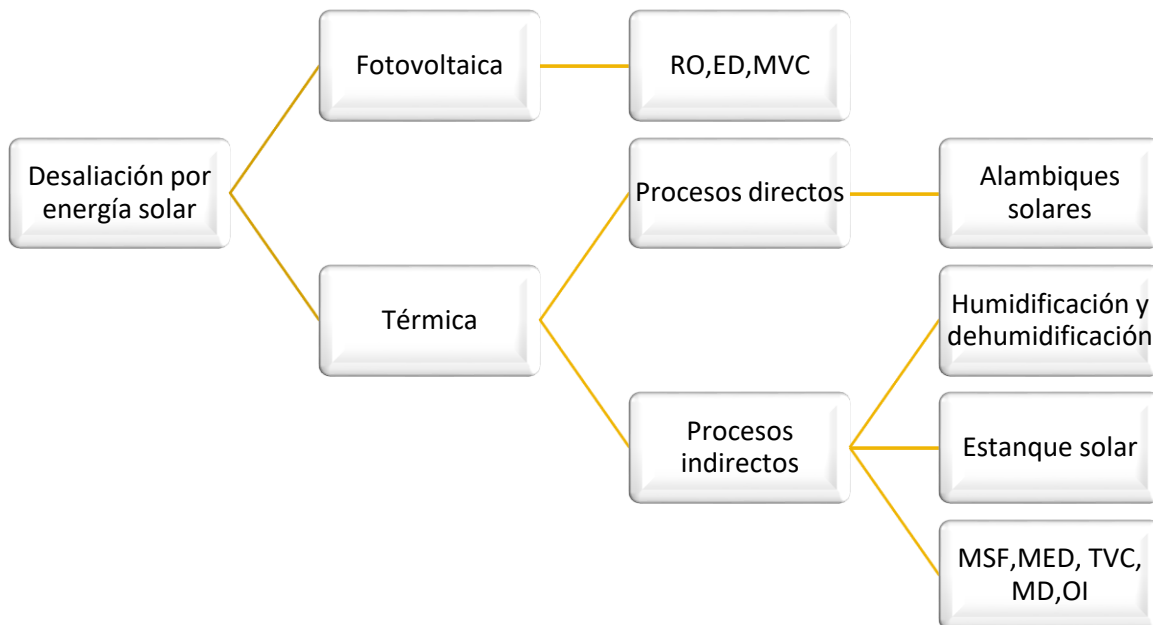


Figura 7. Métodos de desalación utilizando energía solar (Gómez, 2018)

Para su estudio, las tecnologías de desalación las podemos clasificar en dos principales grupos: aquéllas en las que corren procesos térmicos utilizando calor y electricidad como fuente de energía, entre las cuales están la destilación instantánea multietapa (MSF); la destilación multi-efecto (MED) y compresión de vapor (CV). El segundo grupo está formado por las tecnologías que utilizan únicamente electricidad, entre las cuales se encuentra la ósmosis inversa (OI) y la electrodiálisis (ED) principalmente. Sin embargo, algunas tecnologías utilizan electricidad para evaporar el agua, como es el caso de la compresión mecánica de vapor (CMV) (IRENA, 2013).

DESALACIÓN TÉRMICA

La desalación térmica involucra procesos de destilación donde el agua salada se calienta y evapora, generando agua libre de sales, la cual se vuelve a condensar. Como residuo se obtiene una solución altamente salina, llamada salmuera. A continuación, se menciona una breve descripción de los principales tipos de desalación térmica.

1.4.1. Destilación instantánea multietapa (MSF)

La desalación mediante evaporación instantánea multietapa, por sus siglas en inglés MSF (Multistage Flash Evaporation), es un proceso utilizado para destilar agua de mar y condensar el vapor obtenido, recuperando el calor latente para calentar más agua de mar que posteriormente se evaporará (Figura 8). Si la transferencia de calor se lograra con área infinita e infinito número de etapas y no hubiese pérdidas, no habría que aportar más calor y el proceso se auto mantendría, pero como no sucede así, se debe disponer de una fuente externa de energía (ecoagua, 2016).

En el sistema MSF el agua a desalar se calienta en un recipiente a baja presión lo que permite la evaporación súbita. Este proceso se repite a lo largo de una serie de etapas en las que la presión va disminuyendo según las distintas condiciones.

El funcionamiento de este proceso se basa en que, al reducir abruptamente la presión del agua de mar por debajo del valor de su presión de vapor de equilibrio, ocurre una evaporación súbita o una ebullición explosiva de la misma. Solo un pequeño porcentaje del agua se evapora, por lo que se requiere de la operación de sucesivas etapas que funcionan a presiones que se van reduciendo progresivamente. El vapor producido posteriormente se condensa sobre la superficie de tubos que alimentan el agua de mar a la planta, logrando de esta manera un precalentamiento en el agua de suministro (Ros, 2011).

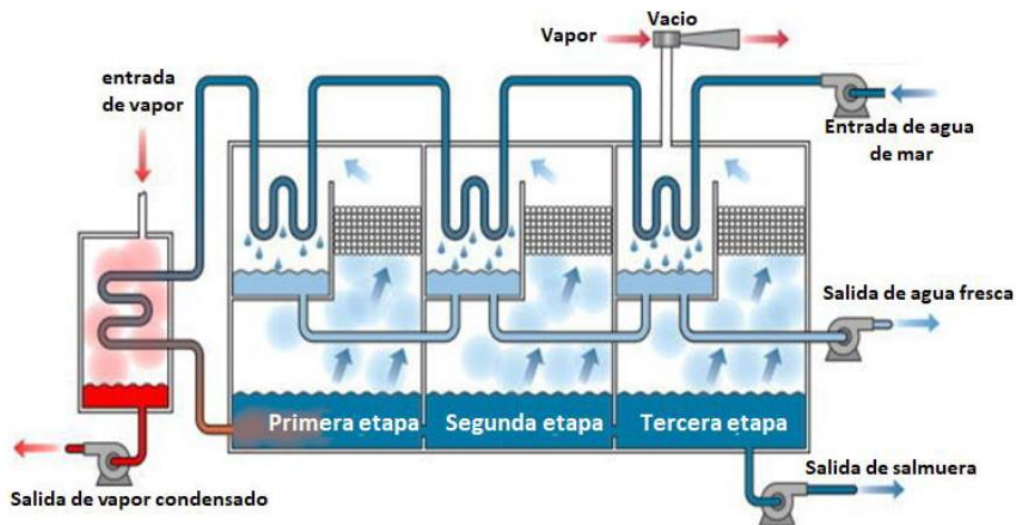


Figura 8. Proceso de destilación instantánea multietapa (MSF) (Ortega, 2019)

La destilación instantánea multietapa es el proceso de destilación más utilizado en el mundo, sobre todo en Medio Oriente; es especialmente indicado para agua con alta salinidad, temperatura y contaminación. Tiene el inconveniente de que su consumo específico de energía es de los más grandes entre los procesos conocidos, por lo que no se recomienda el uso de fuentes de energía renovables que presenten alta inestabilidad en el suministro.

El rendimiento de esta tecnología es del orden del 12% al 20% aproximadamente (Ortega, 2019).

Se ha visto que las plantas pequeñas que utilizan MSF no son económicamente factibles (IRENA, 2015). En la última década solo se instalaron seis plantas cada una con capacidad por debajo de los 500 m³/día (IRENA, 2015).

1.4.2. Destilación múltiple-efecto (MED)

La destilación de múltiple efecto utiliza el mismo principio que el proceso MSF. La diferencia principal con el proceso MSF radica en la forma en que se lleva a cabo la evaporación (Figura 9). En el proceso MED el agua a desalar pasa a través de evaporadores puestos en serie. El vapor de una de las celdas se usa para evaporar el agua de la siguiente (Quispe, 2017).

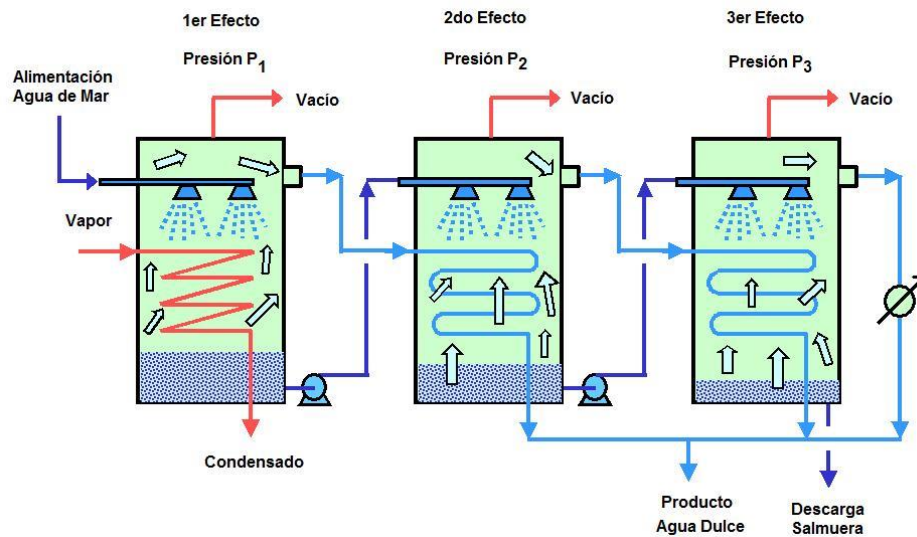


Figura 9. Proceso de Destilación múltiple-efecto (Quispe, 2017)

A diferencia del proceso MSF, el proceso MED funciona sin la necesidad de un suministro adicional de calor para las evaporaciones en cada etapa. El agua de mar alimentada es precalentada en la etapa de condensación del vapor generado en el último efecto, luego ingresa al primer efecto en donde se eleva su temperatura al punto de ebullición con vapor de calefacción, posteriormente se rocía sobre la superficie de los tubos del evaporador donde se forma inmediatamente una película delgada la cual favorece su rápida ebullición y evaporación. El vapor producido es colectado en este efecto y enviado al interior de los tubos evaporadores del efecto

siguiente, el cual opera a una temperatura y presión inferiores a las del anterior (Ros, 2011).

La salmuera proveniente del primer efecto es también enviada al efecto siguiente donde se rocía formando una película delgada sobre la superficie de los tubos por los que circula el vapor repitiendo el proceso de evaporación.

El vapor de cada uno de los efectos se convierte así en agua desalada al ser condensado en el evaporador del efecto siguiente. El proceso se repite varias veces, dependiendo del número de efectos en el sistema.

1.4.3. Compresión de vapor (VC)

El sistema de compresión de vapor consiste en evaporar el agua del mar, aumentar la temperatura de condensación de vapores mediante un compresor y su posterior condensación en un intercambiador de calor, enfriado con la misma agua evaporante (Ros, 2011).

El agua de alimentación ingresa a un intercambiador de calor transformándose en vapor dentro del evaporador, este vapor después es comprimido mediante un compresor mecánico (MVC) o un termocompresor (TVC), produciendo un aumento de temperatura, el cual es utilizado como fuente de calor. La concentración de salmuera es retirada del evaporador y parte de ésta es recirculada a la alimentación mediante bombas de recirculación.

Este método crea un vacío dentro del evaporador al hacer la extracción del vapor, el cual es comprimido y posteriormente condensado dentro de un haz de tubos. Estos tubos son rociados externamente con el agua de alimentación, la cual es calentada hasta su punto de ebullición, evaporándose parcialmente, produciendo más vapor.

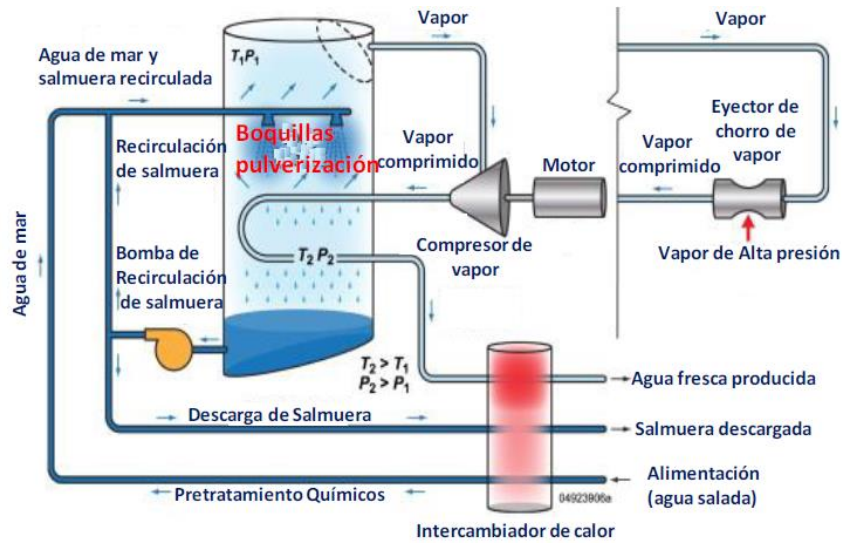


Figura 10. Proceso de desalación por compresión de vapor (Ortega, 2019)

1.4.4. Alambiques solares

Los alambiques solares son uno de los sistemas más simples para la desalación de agua de mar y salmuera que utilizan directamente la energía solar. En la Figura 11 se presenta este proceso.

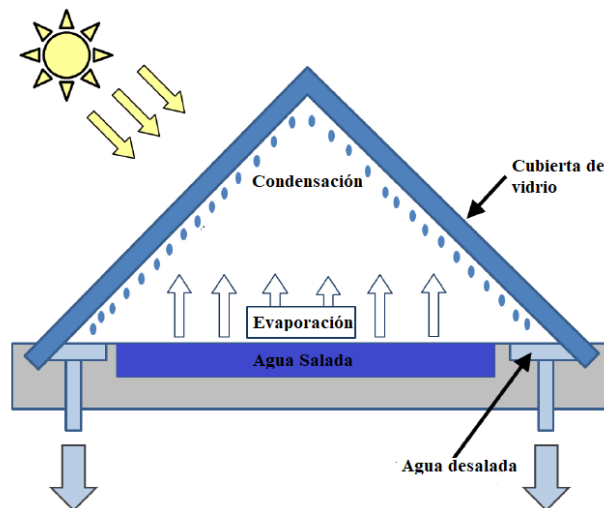


Figura 11. Alambique solar (IRENA, 2015)

El alambique solar consiste principalmente de un recipiente de acero galvanizado generalmente, con una o dos cubiertas de vidrio. El fondo del recipiente normalmente es de color negro para permitir la máxima absorción de radiación solar.

El principio básico es el efecto invernadero: el sol calienta el agua salada, la cual se evapora y condensa en la cara interior del vidrio, como el vidrio está inclinado, las gotas caen en un canal que va recogiendo el condensado evitando que vuelvan a caer sobre el agua salada (Blanco & Gutiérrez, 2019).

Un alambique solar sencillo requiere aproximadamente 700 kWh para evaporar 1 m³ de agua, produciendo de 3 litros/m²/día a 5 litros/m²/día (IRENA, 2015). La baja producción de agua desalada es el principal inconveniente de estos sistemas.

1.4.5. Humidificación-Des humidificación

El sistema de humidificación-des humidificación consiste en una torre de humidificación donde se distribuye desde la parte superior agua salada a una temperatura entre 85 °C a 95 °C. Parte del agua se evapora a medida que fluye hacia abajo y se va enfriando. Al mismo tiempo, se hace fluir aire seco en contra corriente, ya sea por convección natural o forzado, ganando humedad relativa a medida que se pone en contacto con el agua. El aire seco se humedece conforme se calienta en su curso ascendente. En el condensador fluye agua de mar fría, intercambiando calor con el aire húmedo y caliente que sale del humidificador. La humedad contenida en el aire se condensa a medida que este se enfría en el condensador y se escurre hacia el fondo, donde es recolectada como agua dulce (Figura 12) (Brunini, Pandolfi, & Rodríguez, 2017).

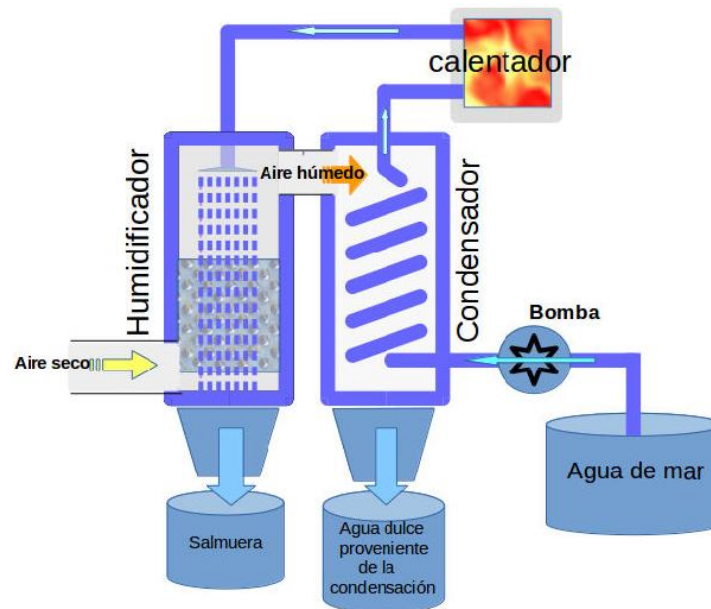


Figura 12. Proceso de desalación por humidificación-des humidificación (Brunini, Pandolfi, & Rodríguez, 2017)

TECNOLOGÍAS DE DESALACIÓN CON MEMBRANAS

Las tecnologías de membranas hacen pasar el agua a través de las mismas, las cuales dejan pasar únicamente el agua, dejando atrás los iones de las sales disueltas.

Las principales tecnologías con membranas son la ósmosis inversa y la electrodesionización. Los sistemas de ósmosis inversa están diseñados para desalar agua con concentraciones alrededor de 35, 000 ppm de sólidos disueltos (IRENA, 2013), su uso es útil a pequeña escala en áreas rurales o islas donde no hay otra fuente de suministro de agua potable.

1.4.6. Electrodesionización en continuo (CEDI)

La electrodesionización en continuo (CEDI) es un proceso continuo de producción de agua de alta pureza. En este proceso intervienen una pequeña cantidad de

resinas de intercambio iónico, membranas semipermeables y una corriente eléctrica continua entre dos electrodos (cátodo y ánodo) (Sanz, Guerrero, & Roca, 2006) .

En el proceso de desalación, el agua atraviesa el módulo donde debido al potencial eléctrico aplicado a los electrodos se provoca la migración de los iones, produciéndose la desionización.

El paso de los cationes y aniones está limitado por membranas catiónicas y aniónicas. Las concentraciones de iones en el agua son bajas en la parte inferior del compartimiento del diluido o producto. El agua es ionizada en las zonas de alto voltaje y los protones e iones hidroxilo que se forman regeneran las resinas catiónicas y aniónicas, respectivamente, haciendo que las resinas regeneradas in situ puedan continuar desionizando el agua. La migración de los cationes y aniones en los compartimientos de diluido y concentrado se muestran a detalle en la figura 13 (Sanz, Guerrero, & Roca, 2006).

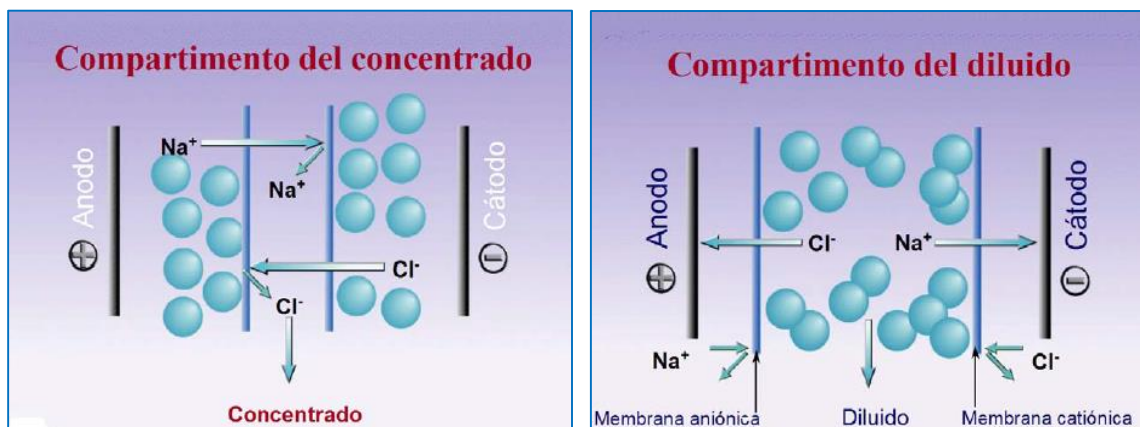


Figura 13. Electrodesionización (Sanz, Guerrero, & Roca, 2006)

1.4.7. Ósmosis inversa (OI)

La ósmosis natural es un mecanismo de transferencia de nutrientes en las células de los seres vivos a través de las membranas que los recubren.

Cuando se ponen en contacto dos soluciones de diferentes concentraciones de un determinado soluto, a través de una membrana semipermeable, se genera un flujo de solvente (agua) desde la solución más diluida a la más concentrada, hasta igualar las concentraciones de ambas. Si nuestro interés es obtener agua lo más

diluida posible, es necesario invertir el fenómeno, para ello es necesario vencer la presión osmótica natural mediante la aplicación, en sentido contrario, de una presión mayor, cuando se logra invertir el fenómeno estamos hablando de ósmosis inversa.

La desmineralización o desalación mediante ósmosis inversa se basa en el uso de membranas para separar sólidos disueltos, tales como iones de una disolución. Las membranas permiten el paso de algunas sustancias como agua, mientras que mantiene retenidas otras sustancias como iones, bacterias y virus, obteniéndose agua pura y esterilizada. Las membranas utilizadas en el proceso son muy finas, de tamaños de poros extremadamente reducidos, por lo que se requiere una presión considerable para hacer pasar grandes cantidades de agua a través de ellas (Los Vientos de Vaivén Maestro, A.C, 2018) . En la Figura 14 se ilustra este proceso.

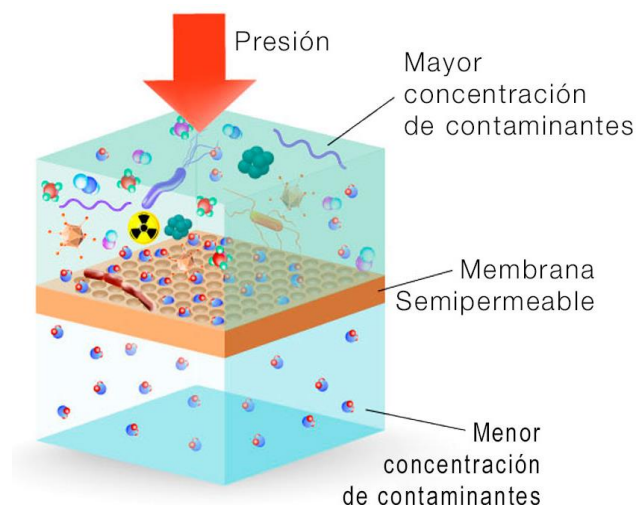


Figura 14. Ósmosis Inversa (Hidroquivir, S.L., 2016)

1.5 Baja California Sur: disponibilidad de agua potable y situación de suministro eléctrico. Posibilidad de aprovechamiento de energías renovables

Baja California Sur (BCS) es una de las 32 entidades federativas de la República Mexicana, se ubica al costado noroeste del territorio nacional, ocupando la parte sur de la Península de California. Está conformado por cinco municipios: Mulegé, Comondú, Loreto, Los Cabos y La Paz, siendo este último la capital del estado. Tiene una extensión territorial de 73, 922.47 km², lo que representa un 3,8% del territorio nacional; cuenta con 2,131 km de litorales, el 19.2% del total nacional, lo que ubica a la entidad en el puesto número uno con respecto a los demás estados costeros (Gobierno de Baja California Sur, 2020)

El estado de Baja California Sur limita al Norte con el estado de Baja California, situado por encima del paralelo 28°N, al este con el Mar de Cortés y al Sur y Oeste con el Océano Pacífico (Figura 15). BCS es uno de los estados más áridos de la República Mexicana, se distingue por sus riquezas naturales como lo son la gran cantidad de playas, flora y la fauna endémica de la región y también por las actividades recreativas y deportivas que son propiciadas por las características particulares de la zona (Gobierno de Baja California Sur, 2020).



Figura 15. Ubicación geográfica de Baja California Sur (Gobierno de Baja California Sur, 2020)

En los últimos años la población en Baja California Sur se ha incrementado de manera considerable. En el año 2000 eran 424,041 habitantes, mientras que en 2020 éstos ascendieron a 798,447 (INEGI, 2021), más del doble. El estado ha tenido una tasa de crecimiento poblacional anual de 2.6% entre los años de 2010 y 2015 (Gobierno de Baja California Sur, 2020), como se puede observar en la Figura 16, lo que representa casi el doble de la media nacional que es de 1.4% en el mismo periodo, por lo tanto, el estado de BCS tendrá mayor demanda de servicios como agua potable y energía en los próximos años.

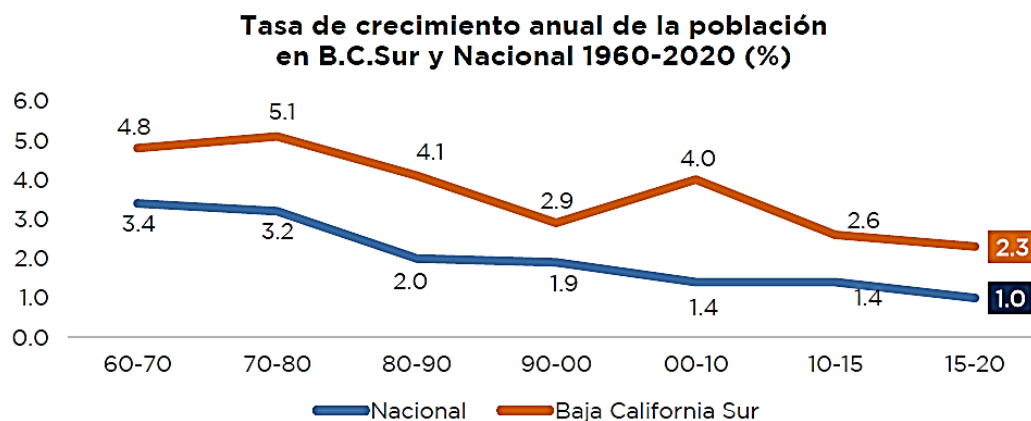


Figura 16. Tasa de crecimiento anual de la población en BCS y Nacional (1960-2020) (Gobierno de Baja California Sur, 2020)

El Producto Interno Bruto de Baja California Sur en el año 2018 fue de 232,773 millones de pesos (Gobierno de Baja California Sur, 2020). Recientemente la economía en Baja California Sur ha ido en aumento. Sin embargo, al tercer trimestre del 2019, tal crecimiento mostró la tendencia contraria, ya que dicha tasa fue de -4.9%, por la caída en las ramas de la construcción y de la minería, como se muestra en la Figura 17.

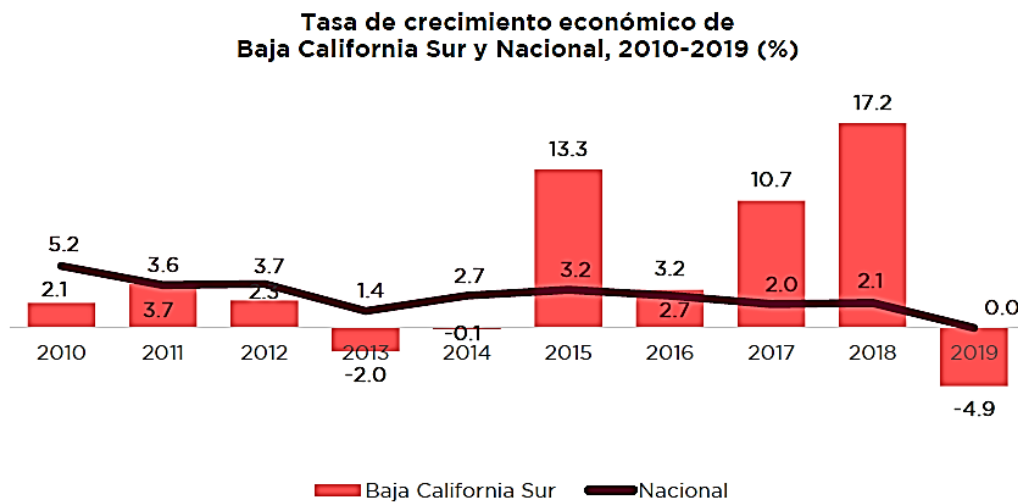
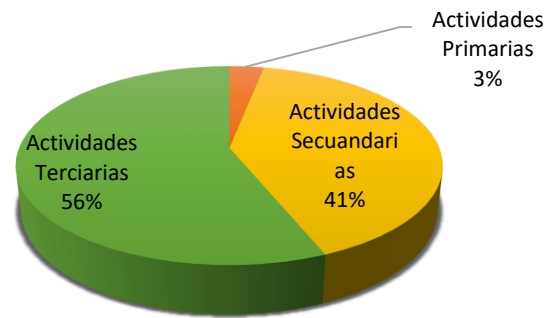


Figura 17. Tasa de crecimiento económica en BCS (2010-2019) (Gobierno de Baja California Sur, 2020)

La economía proviene principalmente de las actividades de servicios. De acuerdo con su distribución en el PIB, las actividades primarias aportan el 3.1%, las secundarias el 40.7%, y las terciarias el 56.2%, como se observa en la Gráfica 5 (Gobierno de Baja California Sur, 2020).

Actividad económica en Baja California Sur



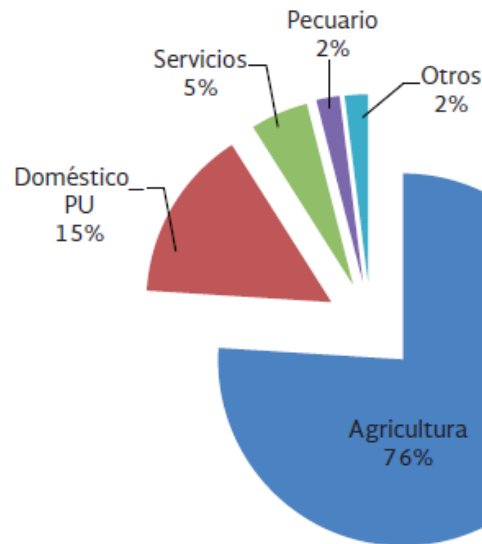
Gráfica 5. Principales actividades económicas en Baja California Sur. Elaboración propia con información de (*Gobierno de Baja California Sur, 2020*).

1.5.1. Disponibilidad de agua potable

Debido al crecimiento demográfico y al incremento de los requerimientos de los sectores productivos, en Baja California Sur la demanda de agua durante los últimos 20 años ha ido en aumento, así como la sobreexplotación del recurso hídrico, ocasionando la sobreexplotación de los mantos subterráneos.

Se estima que el consumo promedio en la entidad es 150 litros a 200 litros de agua por habitante por día (Olmos & González, 2017), siendo la fuente principal de abastecimiento la que proviene de los mantos subterráneos.

Sin considerar la generación de energía, a nivel estatal el principal usuario del agua es el sector agrícola con 76% del volumen, seguido del abastecimiento público-urbano y doméstico con 15%, como se puede observar en la Gráfica 6 (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013) .



Gráfica 6. Consumo de agua en BCS por sector productivo (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013)

Baja California Sur se caracteriza por presentar periodos de sequía largos, con aparición drástica de tormentas tropicales y huracanes, por lo cual resulta complicada la clasificación de la sequía en el estado; sin embargo, se sabe que es el estado más árido de la República Mexicana (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013) . De los años 1983 a 2016, recibió en promedio una precipitación de 215.2 mm (INEGI, 2017), lo que representa menos de la quinta parte del promedio nacional. Esto se puede observar en el mapa de la Figura 18.

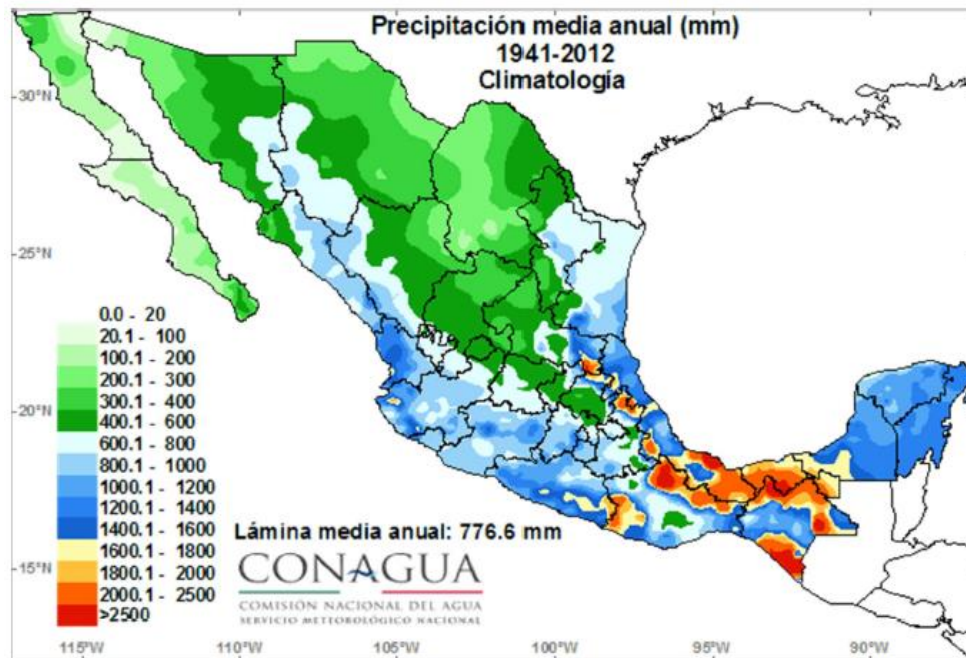


Figura 18. Precipitación media anual (mm) 1941-2012 en México (CONAGUA, 2013)

Así mismo, la evaporación potencial (la cantidad máxima que podría evaporarse) en un año es diez veces mayor a las precipitaciones, las cuales varían dependiendo de la época del año.

En la época de secas prácticamente en todo el estado no se presentan lluvias, excepto en algún punto en la parte centro-este de Baja California Sur, donde algunas precipitaciones esporádicas no rebasan los 18 mm al año (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013). En la época de lluvias, en contraste, las precipitaciones más importantes se dan al sur de la entidad, en las inmediaciones de la Sierra La Laguna, con lluvias de hasta 187 mm promedio anual. Para la época invernal, las precipitaciones se dan principalmente el norte del estado, pero en menor cantidad (máximos de 32mm) (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

De los 39 acuíferos existentes en el estado, la mayoría se encuentran en desequilibrio, en promedio, solo 5.7 mm de la precipitación anual alcanza a

recargarlos, el resto se evapotranspira o escurre en los arroyos hacia el mar (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

Sin embargo, la mayoría de los acuíferos costeros presentan intrusión salina provocada por la sobreexplotación, como es el caso de los acuíferos de Santo Domingo, La Paz y San José del Cabo. En estas zonas costeras se han obtenido registros de DBO5 y DQO con rangos entre 1.0 y 6.5 veces por arriba de la norma (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

En los años 2004 y 2005, Niparajá AC en colaboración con la CONAGUA realizaron un estudio de la calidad del agua en 500 pozos del estado de Baja California Sur, los principales resultados obtenidos son los siguientes:

- El 21% de los pozos rebasan la Norma Oficial Mexicana de 1,000 mg/L de salinidad y 66% rebasan la Organización Mundial de la Salud de 500 mg/L.
- El 16% de los pozos analizados rebasan la Norma Mexicana de 25 µg/L de arsénico y 24% rebasan la Norma de la OMS de 10 µg/L.
- El 42% de los pozos en zonas rurales presentan bacteria E. coli en temporada seca y 100% en temporada de lluvias (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013, p. 108).

Algunos acuíferos ya presentan contaminación por coniformes fecales (Cabo San Lucas), agroquímicos (La Matanza) y contaminantes procedentes de las descargas de plantas de tratamiento de aguas residuales (San José del Cabo) (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

La contaminación en arroyos y cuerpos de agua se debe principalmente a las descargas de aguas residuales e industriales sin algún tipo de tratamiento previo.

Para el estado de BCS, en el año 2013 se contabilizaban 23 plantas de tratamiento de agua; con una capacidad total instalada es de 1,447 L/s y el caudal tratado del orden de los 1,063 L/s (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

“Así mismo, el abastecimiento de agua para consumo humano proviene principalmente de fuentes subterráneas, con un volumen de 59 hm³, el 70% de este volumen se distribuye en los municipios de La Paz y Los Cabos” (Olmos & González, 2017, p. 6).

De las fuentes superficiales se utilizan 3 hm³, de los cuales el municipio de Los Cabos utiliza el 83% (Olmos & González, 2017). Debido a la ubicación geográfica de Baja California Sur, su clima semidesértico, escasa precipitación y poca recarga en los mantos acuíferos, hacen que sea uno de los estados con menor disponibilidad de agua.

La situación actual que se presenta en el estado es un desequilibrio hídrico, ya que la demanda de agua rebasa la disponibilidad natural en las principales ciudades y acuíferos (Olmos & González, 2017). Las condiciones de sequía en gran parte de la entidad han sido clasificadas como severas y extremadamente severas (Olmos & González, 2017).

Las condiciones anteriores impactan negativamente el futuro desarrollo del estado y encarece las actividades económicas.

Esta situación obliga llevar a cabo medidas de ahorro y aprovisionamiento de agua. En el 2012, la Gerencia de la CONAGUA en Baja California Sur implementó el Plan Integral a corto y mediano plazo para enfrentar los períodos de sequías. Entre estas medidas se encuentra:

- Entrega de agua a través de tanques y cisternas a las comunidades.
- Programas para la rehabilitación de cuencas y construcción de pozos para uso doméstico.
- Plan de monitoreo y vigilancia en riesgos y enfermedades asociadas a la sequía (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013).

Por su parte, el Programa Nacional Contra la sequía (PRONACOSE) propone cuatro opciones para combatir el cambio climático y sequía en México:

1. Mejorar la eficiencia en el uso del agua (agricultura)
2. Tratamiento y rehúso de agua (municipal e industrial).
3. Uso de reservas de agua (para uso doméstico y medio ambiente).
4. Desalación de agua de mar o salobre (CONAGUA, 2013)

El registro actual de plantas potabilizadoras corresponde al inventario realizado en el 2011 por la CONAGUA, en el cual para Baja California Sur se registraron 17 plantas en operación, (no se incluyen plantas potabilizadoras de los sectores industrial, comercial y servicios). La capacidad instalada era de 215.9 l/s y el caudal potabilizado de 215.5 L/s (Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013). En la Tabla 8 se describen algunas de estas plantas.

Tabla 8. Plantas potabilizadoras en Baja California Sur y tipo de tecnología utilizada (*Consejo de Cuenca Baja California Sur, 2013*)

Municipio	Localidad	Nombre de la Planta	Proceso	Capacidad Instalada (L/s)	Caudal Potabilizado
Comondú	Isla Santa Margarita	Puerto Alcatraz	OI	0.2	0.2
Comondú	Bahía Magdalena	Bahía Magdalena	OI	0.4	0.4
Comondú	La Purísima	La Purísima	OI	0.5	0.5
Comondú	San Isidro	San Isidro	Filtración Directa	5	5
	San José de	San José de			
Comondú	Comondú	Comondú	OI	0.4	0.4
La Paz	San Antonio	San Antonio	OI	0.4	0.4
La Paz	San Evaristo	San Evaristo	OI	0.2	0.2
Los Cabos	Cabo San Lucas	Cabo San Lucas	OI	200	200
		Estero de La			
Mulegé	Estero de La Bocana	Bocana	OI	2.8	2.78
Mulegé	Navidad	Navidad	OI	1	1
Mulegé	Campo Delgadito	Campo Delgadito	OI	0.2	0.2
Mulegé	El Dátil	El Dátil	OI	0.2	0.2
Mulegé	Navidad	Navidad	OI	1.3	1.3
Mulegé	Punta Abreojos	Punta Abreojos	OI	2.1	2.08

1.5.2. Situación de suministro eléctrico en BCS

En términos energéticos Baja California Sur es una isla, ya que está desconectado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de cualquier otro sistema eléctrico, la electricidad que se consume en este estado tiene que ser generada localmente, por lo cual se presentan complicaciones económicas, técnicas y ambientales, la fuente de generación eléctrica es principalmente a base de combustóleo y diésel (SENER, 2020).

El suministro eléctrico en Baja California Sur se lleva a cabo a través de dos sistemas aislados entre sí: 1) El Sistema Baja California Sur (BCS), que engloba a la mayor parte de los consumidores e incluye las zonas de carga Los Cabos, La Paz y Constitución, y 2) El Sistema Mulegé, que se ubica en el norte del estado y que da cobertura también a la parte sur de Baja California.

El SEN está dividido en 10 regiones para su control (Figura 19) y 53 regiones de transmisión. En la región 9 (BCS) se encuentran tres sistemas de transmisión interconectados: Villa Constitución, La Paz y Los Cabos. El sistema Mulegé no se conecta con ningún otro sistema (Figura 20).



Figura 19. Regiones de control del SEN (SENER, 2018)

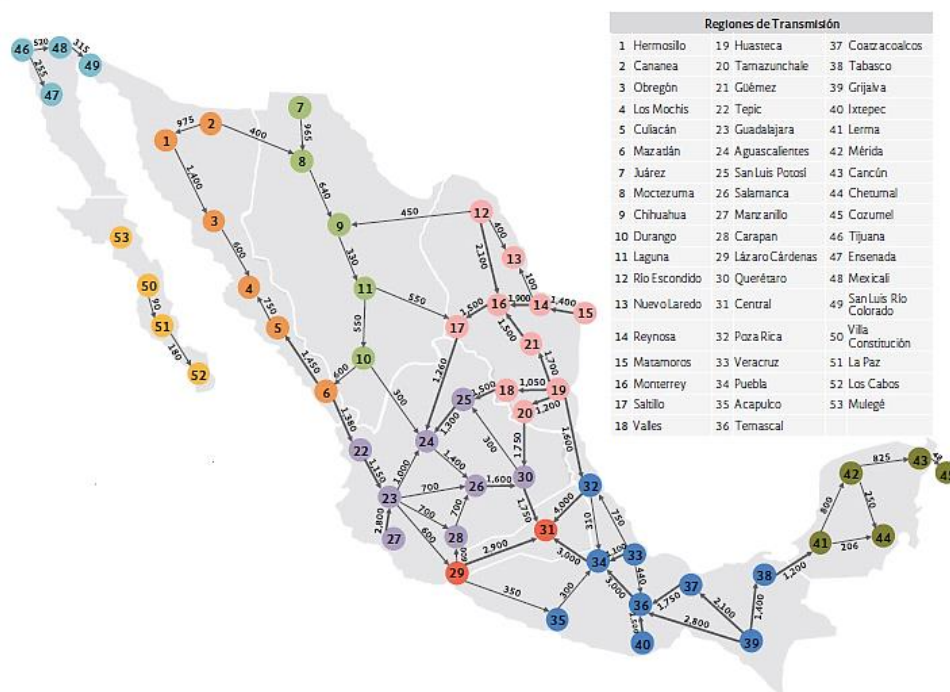


Figura 20. Enlaces entre las regiones de transmisión del SEN (SENER, 2018)

El sistema de Baja California Sur cuenta con una capacidad instalada al 31 de diciembre de 2018 de 739 MW (SENER, 2019), la generación eléctrica es producida principalmente por dos centrales de combustión interna en las localidades de La Paz y San Carlos y una termoeléctrica convencional en La Paz, las tres pertenecientes a CFE (SENER, 2019). El tipo de tecnología para la generación eléctrica ha derivado problemas ambientales y económicos en el costo de la electricidad. Se tiene una pequeña participación de las energías renovables a través de la central geotérmica Tres Vírgenes, en Mulegé (INEGI, 2017) . Las energías solar y eólica tienen poca participación (Figura 21).

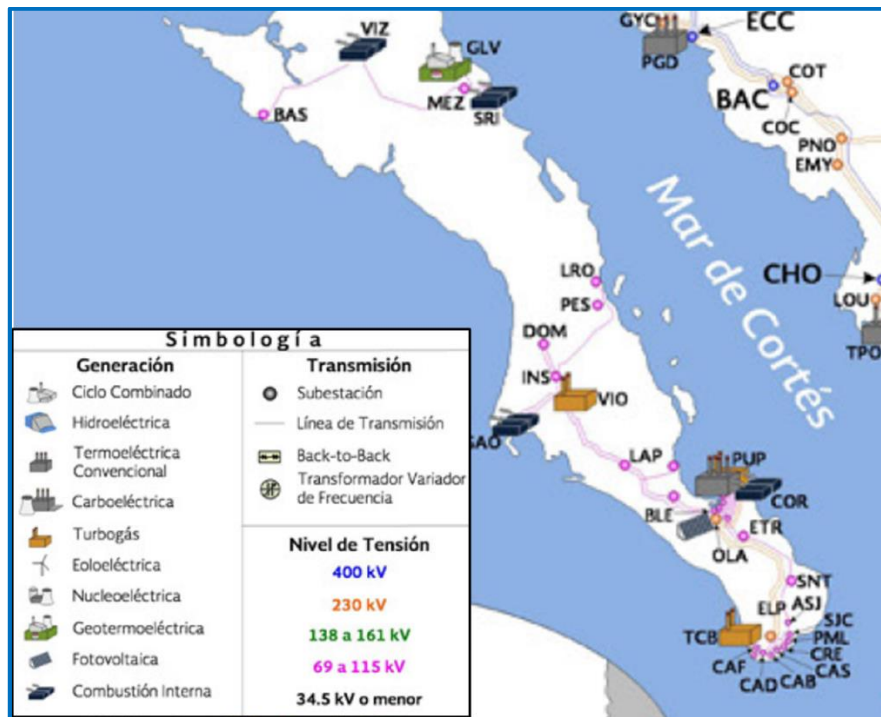
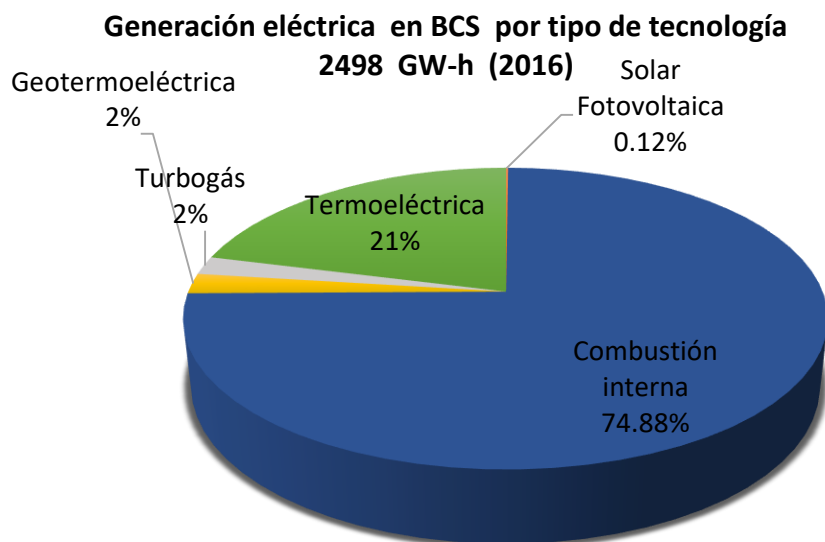


Figura 21. Unidades de generación eléctrica en BCS (SENER, 2019)

En la Tabla 9 y Gráfica 7 se presenta la participación de las unidades generadoras en BCS existentes en al año 2016.

Tabla 9. Centrales generadoras, unidades de generación, capacidad efectiva y energía eléctrica producida y entregada por tipo de planta en el estado de BCS 2016 (INEGI, 2017)

Tipo de Planta	Centrales generadoras	Unidades de generación	Capacidad efectiva (MW)	Energía eléctrica producida (GW-h)	Energía eléctrica entregada (GW-h)
Total	12	31	640	2 498	2 378
Eoleoeléctrica	1	1	1	0	0
Solar Fotovoltaica	1	1	1	3	3
Termoeléctrica	1	3	113	526	473
Combustión interna	4	17	341	1 866	1 808
Geotermoeléctrica	1	2	10	54	46
Turbogás	4	7	175	49	49



Gráfica 7. Generación Eléctrica en BCS por tipo de tecnología (2016) (INEGI, 2017)

El Sistema eléctrico de BCS, junto con el sistema de Mulegé tienen tasas de demanda eléctrica pronosticada (tasas de crecimiento media anual) de 3.7% y 4.3%, respectivamente (SENER, 2019) , para un escenario de demanda alta durante el periodo 2019- 2033 (Ver Tabla 10). Estas tasas están por arriba del promedio de la tasa pronosticada del SEN, que es de 3.1% para el mismo periodo (SENER, 2019).

Tabla 10. Posible demanda integrada 2019-2033, escenarios de Planeación, Alto y Bajo (SENER, 2019).

sistema	tmca* (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SIN	3.6	3.1	2.8
Central	2.9	2.4	2.2
Oriental	3.4	3.3	2.5
Occidental	4.2	3.5	3.3
Noroeste	3.9	3.4	3.2
Norte	3.7	3.1	2.9
Noreste	3.7	3	2.8
Peninsular	4.1	3.4	3.2
Baja California	4	3.2	3
Baja California Sur	3.7	3	2.7
Mulegé	4.3	3.9	3.4

*tmca: tasa media de crecimiento anual

Como consecuencia de la pandemia que inicio a principios del año 2020, la demanda eléctrica también se vio afectada: la tmca disminuyó para la mayoría de los sistemas del período 2019-2033 al 2020-2034 (Tablas 10 y 11), considerando el escenario alto de demanda eléctrica. Sólo para los sistemas Peninsular, Baja California y Baja California Sur la demanda aumentó del período 2019-2033 al 2020-2034.

Tabla 11. Posible demanda integrada 2020-2034, escenarios de Planeación, Alto y Bajo con contingencia sanitaria (*SENER, 2020*)

sistema	tmca (%)		
	Alto	Planeación	Bajo
SEN	3.1	2.6	2.2
SIN	3	2.5	2.1
Central	1.9	1.6	1.3
Oriental	3	2.6	2.3
Occidental	3.7	3.1	2.6
Noroeste	2.9	2.5	2.2
Norte	3	2.6	2.3
Noroeste	3.4	2.8	2.3
Peninsular	4.4	4	3.6
Baja California	4.1	3.4	2.9
Baja California			
Sur	3.8	3.1	2.6
Mulegé	3.7	3.3	2.9

*tmca: tasa media de crecimiento anual

En Baja California Sur el crecimiento en la demanda no es compensado con la generación de electricidad en las regiones del estado. Como se observa en la Figura 22. En la región de La Paz se tiene la mayor generación, destinando los excedentes para el abasto eléctrico en la zona de Los Cabos, debido a la demanda concentrada en el sur y su poca generación. Adicionalmente, la infraestructura de líneas de transmisión se encuentra saturada en el sur del estado, lo que limita el abastecimiento de la demanda (CERCA, 2018) .

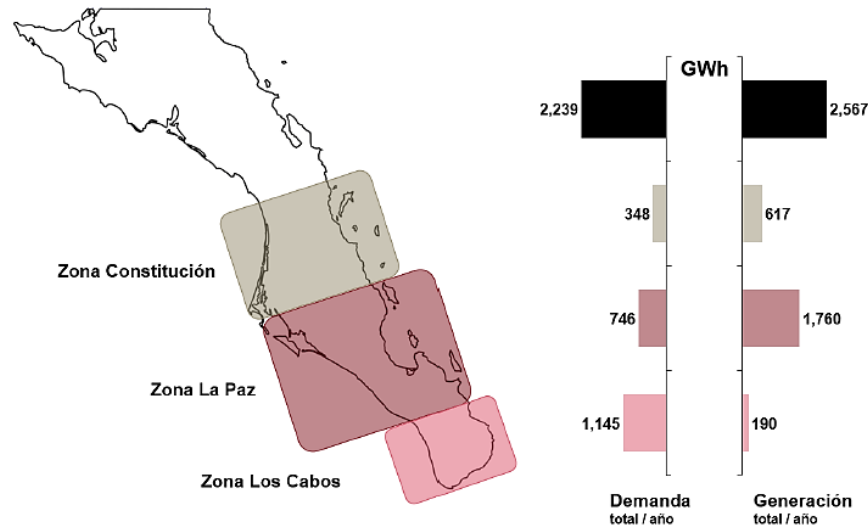


Figura 22. Demanda y Generación por zonas de consumo en BCS (GWh) (CERCA, 2018).

El estado de Baja California Sur es uno de los estados que tiene las más altas temperaturas durante el año, por lo tanto, la población tiende a aumentar su consumo eléctrico, principalmente en los días de verano para servicios de refrigeración, ventilación y aire acondicionado, por lo que en estos días se agrava la problemática de fallas en el suministro eléctrico.

Como se mencionó anteriormente, la entidad tiene la tasa de crecimiento media anual de demanda eléctrica más alta. Aunado a lo anterior, problemas ambientales, el alto costo de la electricidad y desconexión del Sistema Interconectado Nacional genera inestabilidad en la red de BCS, es frecuente la falta de suministro eléctrico o apagones en el estado.

1.5.3. Potencial de aprovechamiento de las energías renovables en México y Baja California Sur

Respecto a las energías renovables, México ocupa la posición 4 de 71 economías con mayor atractivo para inversiones en energías limpias, sólo detrás de China, Jordania y Brasil (SENER, 2018) . Así mismo, México fue uno de los países con mayor inversión en energías renovables en el año 2017, del 2016 al 2017 tuvo un

incremento en inversión del 516% (SENER, 2018). En la Figura 23 se muestran los países que más invierten en energías renovables, así como el incremento en inversión que tuvieron del año 2016 al 2017.

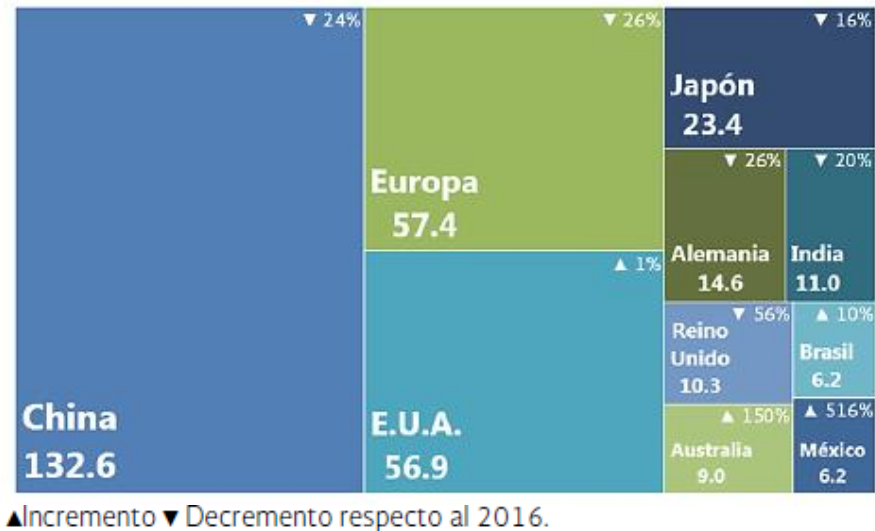


Figura 23. Países con mayor inversión en energías limpias en 2017 (miles de millones de dólares) (SENER, 2018).

En Baja California Sur, el 98% de la energía que se consume proviene de la quema de combustibles fósiles (INEGI, 2017); la mayoría del equipo con que se cuenta en el sector agropecuario, sector pesca y la industria se encuentra obsoleto, de baja eficiencia y alto consumo de energía.

En la entidad, el uso de las energías alternativas es un medio para atender a comunidades y rancherías que, por su alta dispersión e insuficiencia de infraestructura, no disponen del servicio de energía.

El estado de BCS es uno de los que cuenta con mayor potencial de aprovechamiento de energías renovables, principalmente energía solar, geotérmica y eólica.

En México se recibe diariamente, en promedio, 5.5 kWh/m²/día de radiación solar (Pourjafari & Peralat, 2019). Los estados que presentan un alto potencial de

aprovechamiento de este recurso son: Sonora, Chihuahua, Baja California y Baja California Sur, principalmente. Como se puede observar en la Figura 24, el estado de Baja California Sur supera los 6 kWh/m² diarios, por lo que obtiene una calificación de óptima para parques de generación solar (Pourjafari & Peralat, 2019).

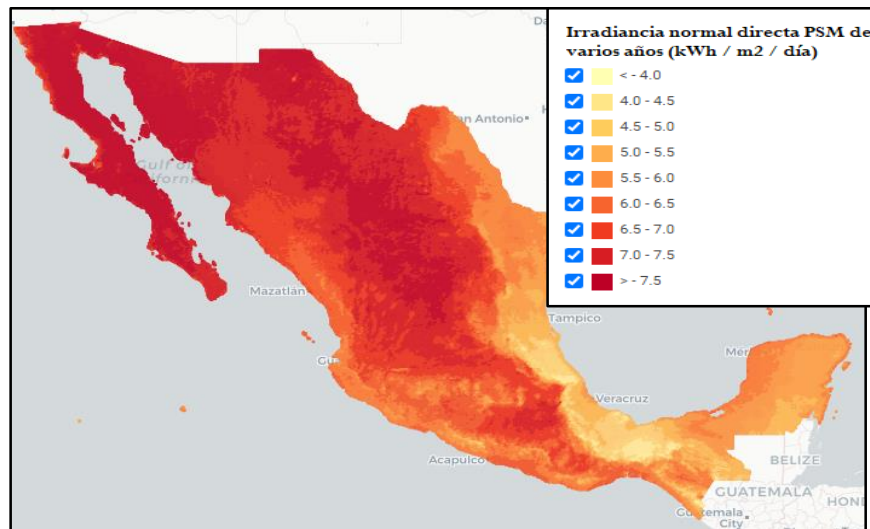


Figura 24. Mapa de irradiación en México para el aprovechamiento de energía solar
(National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).

La producción de energía eólica es dependiente del calentamiento de la superficie terrestre por acción de la radiación solar, lo que provoca los vientos. En México, los estados que cuentan con un mayor potencial eólico son: Oaxaca, Quintana Roo, Veracruz, Hidalgo, Zacatecas, Sinaloa, Baja California y Baja California Sur (González-Ávila, Beltrán-Morales, Troyo-Diéquez, & Ortega-Rubio, 2006). En éste último se tienen velocidades del viento superior a los 6 m/s (SENER , 2017) En la Figura 25 se muestra el potencial eólico para México.

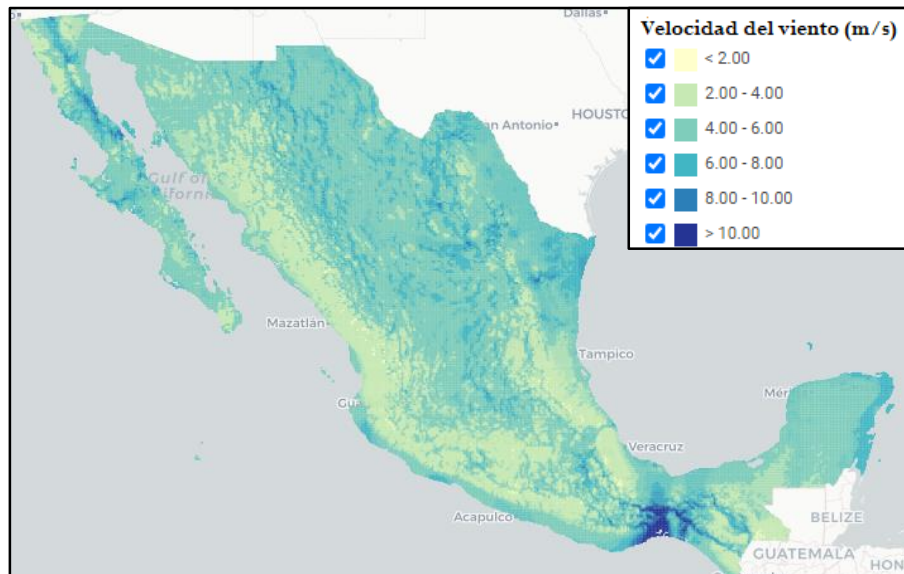


Figura 25. Mapa: velocidad del viento en México para el aprovechamiento de energía eólica (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).

Además del recurso solar y eólico, Baja California Sur es uno de los estados de la República mexicana que cuenta con recursos geotérmicos. En México, actualmente existen cinco campos geotérmicos en operación: Cerro Prieto en Baja California; Los Azufres en Michoacán; Los Humeros en Puebla; Las Tres Vírgenes en Baja California Sur y Domo San Pedro, Nayarit (CEMIEGEO, 2019). En la Figura 26 se observa el potencial de aprovechamiento de energía geotérmica en México.

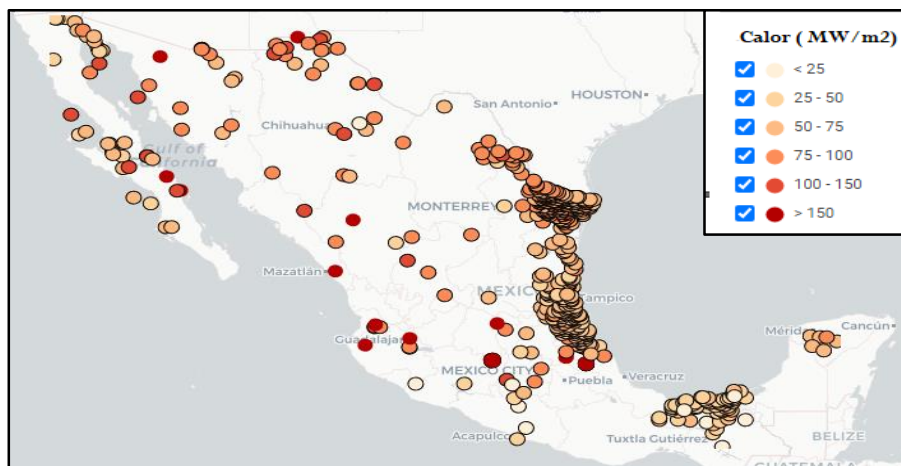


Figura 26. Mapa: Potencial de aprovechamiento de energía geotérmica en México (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2021).

Conclusiones

Por la ubicación geográfica que ocupa el Estado de Baja California Sur, su situación particular de suministro eléctrico y falta de abastecimiento de agua debido a la contaminación de los acuíferos existentes y un constante aumento de la población, es necesario buscar alternativas que permitan obtener agua dulce de manera sustentable.

En este capítulo se analizó el alto potencial que tiene BCS para el aprovechamiento de energías renovables: principalmente solar, geotérmica y eólica, por lo que se propone la desalación de agua de mar con energía renovable como una alternativa para enfrentar el problema de suministro de agua. Así mismo, en este capítulo se identifica el sistema energía solar fotovoltaico con ósmosis inversa (OI + FV) como una de las tecnologías más desarrolladas y aplicables, por lo que es la tecnología que se proponen en este proyecto.

En capítulos posteriores se hará la descripción tecnológica del sistema de desalación, la evaluación económica y su factibilidad para aplicación en el municipio de Los Cabos.



Capítulo 2

Evaluación Técnica

En este capítulo se realiza un análisis de la situación de suministro hídrico en el municipio de Los Cabos, BCS; se estudia específicamente la tecnología de ósmosis inversa y la generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica, así como la combinación de ambas tecnologías: Ósmosis Inversa con Fotovoltaica (O+FV) para la desalación de agua salobre y agua de mar.

Posteriormente se realiza el estudio de la situación actual del uso de la tecnología OI+FV a nivel mundial y se hace el estimado de una planta fotovoltaica para un caso específico: una planta desaladora en el municipio de Los Cabos, tomando como base los datos de una planta de OI existente operada con energía convencional y una capacidad de 2,200 m³/h.

2.1 Situación hídrica en Los Cabos, BCS

El estado de Baja California Sur se integra por cinco municipios: Mulegé, Comondú, Loreto, Los Cabos y La Paz, siendo el municipio de Los Cabos el principal centro turístico (Ayuntamiento de Los Cabos, BCS, 2015) el cual se encuentra en las coordenadas: 22° 52' y 28° 00' de latitud norte; 109° 25' y 115° 05' de longitud oeste. Cuenta con un litoral de 2,705.39 km y una superficie de 73,962 km² (GOB BCS, 2020). En la Figura 27 se muestra la ubicación geográfica de Los Cabos y sus dos principales ciudades.

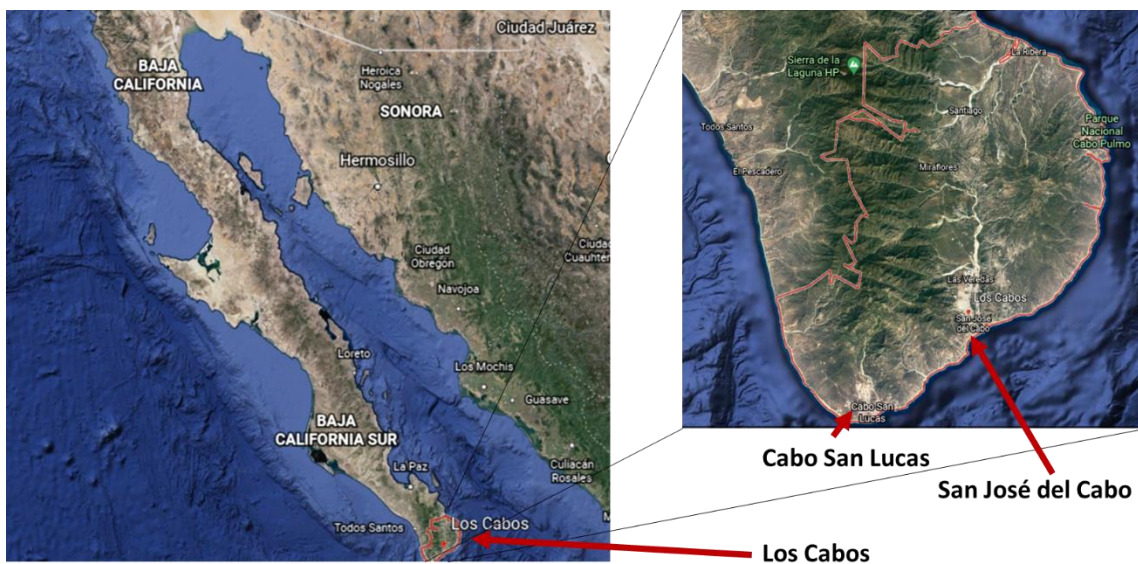


Figura 27. Ubicación Geográfica de Los Cabos, BCS (Google Earth, 2021)

De acuerdo con el Censo de Población y vivienda 2020 realizado por el INEGI, el municipio de Los Cabos tiene una población de 351,111 habitantes, siendo el municipio con más poblado de la entidad, con el 43.97 % de la población de BCS (INEGI, 2021). La cabecera municipal es San José del Cabo, ubicado a 33 km de Cabo San Lucas (GOB BCS, 2020).

En el municipio la temperatura media anual es de 23.7°C y la precipitación de 262.7 mm (GOB BCS, 2020), registrándose el mes de septiembre como el más lluvioso. Ocasionalmente se presentan fenómenos meteorológicos, como huracanes y tormentas tropicales, que afectan esta zona.

“Según la clasificación climática de Köppen el municipio presenta en general un clima del tipo “BW(h’)” muy seco, muy cálido; B Sohw(w) seco semicálido y templado subhúmedo C(wo)” (Garciano, 2018, p. 118).

Respecto al desarrollo social, el CONEVAL en 2010 indicó que más de 60 mil personas (28%) vive en situación de pobreza, estando 12 mil en situación de pobreza extrema (5.6 %) (Garciano, 2018).

2.1.1 Disponibilidad del recurso hídrico

Los acuíferos que conforman el municipio de Los Cabos son: San José del Cabo, Migriño, Cabo San Lucas, Cabo Pulmo y Santiago. Los cinco acuíferos son de tipo libre y costero (Figura 28) (Garciano, 2018).

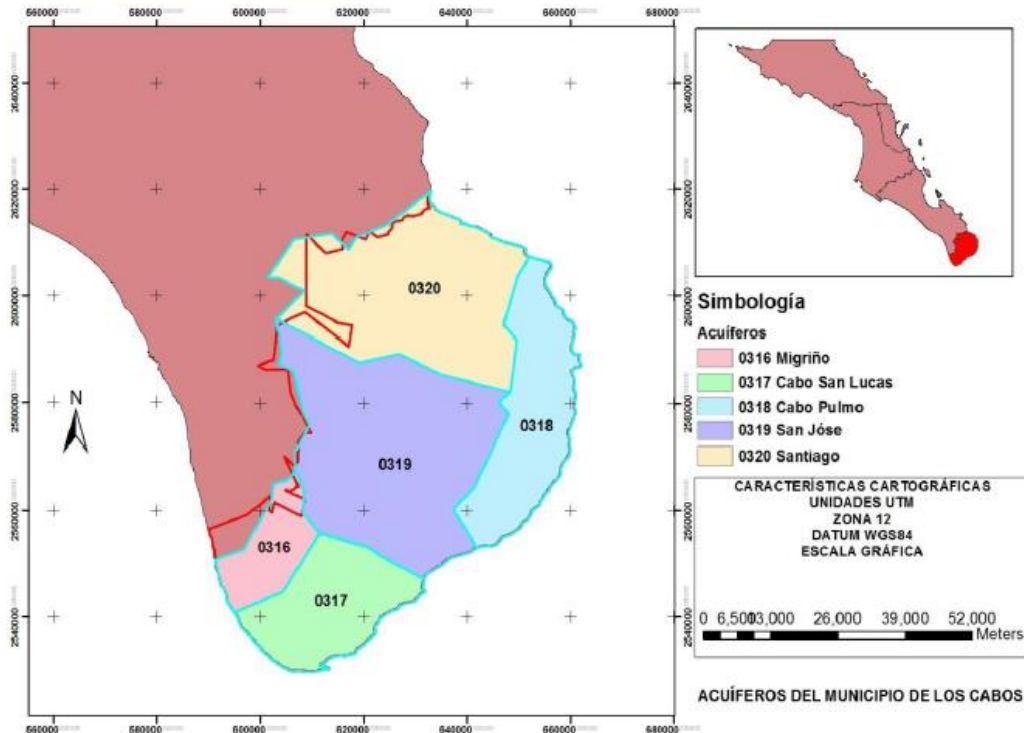


Figura 28. Acuíferos en Los Cabos, BCS (Garciano, 2018)

La permeabilidad de los acuíferos San José del Cabo (SJC) y Santiago se considera como buena o media, lo que facilita el almacenamiento de agua subterránea. Sin embargo, el suelo dominante en las superficies restantes es del tipo Regosol y Xerosoles (Garciano, 2018), presentes en las zonas áridas, caracterizados por su poca fertilidad y retención de humedad, lo que dificulta la recarga de los acuíferos.

Las lluvias de poca duración y alta intensidad son un factor adicional a la poca retención de los acuíferos, de los cuales el acuífero de SJC aporta el 54%; el acuífero de Santiago aporta el 37% y el 9 % restante lo aportan los demás acuíferos (Garciano, 2018).

La principal problemática que se presenta en Los Cabos respecto al suministro de agua, además de la poca recargabilidad de los acuíferos, es la sobreexplotación de

éstos, ya que el volumen de agua concesionada en el municipio excede la capacidad de recarga.

2.1.2 Suministro de agua en Los Cabos

El abastecimiento de agua al municipio de Los Cabos es a través del Organismo Operador Municipal de Sistema de Agua Potable de Los Cabos (OOMSAPASLC). El municipio también se abastece mediante un mercado informal, el cual suministra agua en los lugares donde el Organismo no llega o el servicio es deficiente (Garciano, 2018).

La zona turística y urbana son abastecidos por dos acueductos (Santa Anita-Los Cabos 1 y 2) con un flujo total de 651 L/s, más 200 L/s provenientes de la planta desaladora en Cabo San Lucas (Garciano, 2018).

La segunda forma de abastecimiento es mediante pipas, muchas de las colonias aledañas a la zona turística de Los Cabos no cuentan con infraestructura hidráulica que lleve agua a sus viviendas, por lo que requieren la compra del líquido a través de pipas, de las cuales se estima un precio promedio de \$ 66/m³ (Garciano, 2018). Sin embargo, el mismo autor menciona costos reales que la población suele pagar, desde \$50 por llenar un contenedor de 200 L; 150 a \$200 por un tinaco de 750 L.

Esta situación representa un problema sobre los grupos sociales más vulnerables que se ven obligados a pagar elevados precios de agua en pipas a particulares.

El actual modelo de distribución de agua tiene un impacto negativo en el nivel de vida de la población, principalmente de Cabo San Lucas. Si reconocemos que el agua es un elemento fundamental para la creación de riqueza y de empleo, la falta de agua en estas colonias es por ende un indicativo de pobreza, que no mejora la calidad de vida, aun si se cuenta con un ingreso seguro (Garciano, 2018, p. 157).

Lo anterior muestra la necesidad de ampliar la oferta hídrica buscando alternativas para el suministro y distribución, no solo para impulsar el crecimiento económico, sino para aquellas comunidades donde se carece de este recurso vital.

San José del Cabo y su zona turística son abastecidas, en su mayor parte por 24 pozos (Garciano, 2018) que se encuentran en la misma comunidad. Los acueductos llegan hasta Cabo San Lucas, donde se reciben en promedio 200 L/s y 300 L/s, que alimentan principalmente a la zona centro y la parte turística de Cabo San Lucas, sin llegar a abastecer las principales colonias de la ciudad. El resto de la comunidad se abastece de agua proveniente de la planta desaladora, la cual debe abastecer a 25 colonias con un flujo de 168 L/s, mismos que resultan insuficientes (Garciano, 2018).

2.1.3 Historia de la desalación en BCS

En México, la primera planta desaladora se puso en operación en el año 1970, en la planta termoeléctrica Benito Juárez de Rosarito, Baja California, una de las más grandes del mundo en su época, con una capacidad de 320 L/s (28,350 m³/día) (Correa, 2005).

En el período de 1970 a 2000 se instalaron pequeñas plantas desaladoras en zonas turísticas y para purificación de agua de red municipal para producción de agua embotellada. En el año 2003 se inició el proyecto de desaladora en Cabo San Lucas, debido a la escasa recarga de sus acuíferos. La planta fue inaugurada en el 2006 con una capacidad de 200 L/s (Correa, 2005), siendo la planta más grande a nivel nacional; sin embargo, como se mencionó anteriormente, ésta es insuficiente para abastecer a las comunidades. Adicionalmente a esta planta, el municipio de Los Cabos tenía 22 plantas particulares dentro de los diversos complejos turísticos (Garciano, 2018).

2.2 Tecnología de Ósmosis Inversa

La tecnología de desalación mediante ósmosis inversa es la más utilizada para desalar agua de mar.

Esta tecnología se basa en el principio del paso del agua salada a través de una membrana semipermeable (Figura 29) a una presión determinada que depende de la concentración de sal, obteniendo un permeado de agua con una concentración salina menor a la del agua de alimentación (López & Gómez, 2015).

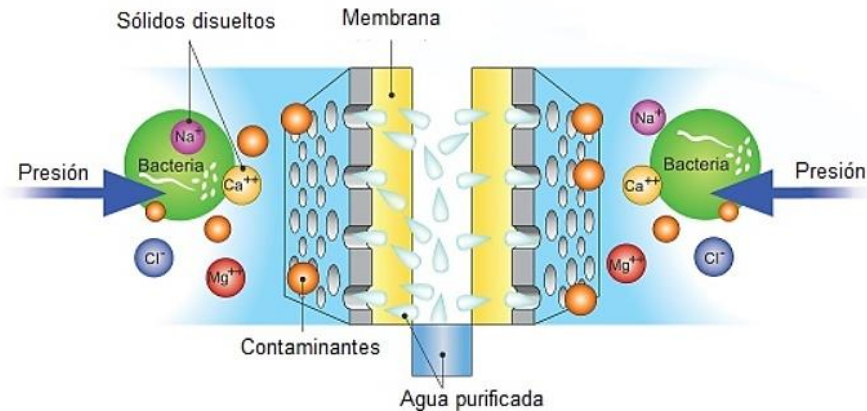


Figura 29. Ósmosis inversa (syrus, 2021)

2.2.1 Instalaciones en una planta de ósmosis inversa

El proceso de desalación de agua mediante ósmosis inversa está formado por varias etapas, desde la toma de agua hasta el almacenamiento de agua producto y descarga de la salmuera producida (Figura 30).

Las principales etapas del proceso son las siguientes (Piña, 2010):

- Obra de toma
- Pretratamiento
- Proceso de desalación

- Recuperación de energía
- Post-tratamiento
- Conducción del agua producto
- Descarga de salmuera



Figura 30. Diagrama general del proceso de ósmosis inversa (Los Vientos de Vaivén Maestro, A.C, 2018).

2.2.1.1 Obra de tomas

Existen diferentes formas de captar el agua de mar para alimentación a una desaladora, principalmente se dividen en dos formas: captación mediante pozos (obra cerrada) o abierta (Piña, 2010). Cualquiera de las dos formas puede suministrar agua de mar o agua salobre.

Obra de toma cerrada

Este tipo de obra puede ser mediante el uso de pozos cercanos a la costa, conocidos como pozos playeros o pozos salobres, los cuales pueden tener o no ramificaciones (Figura 31).

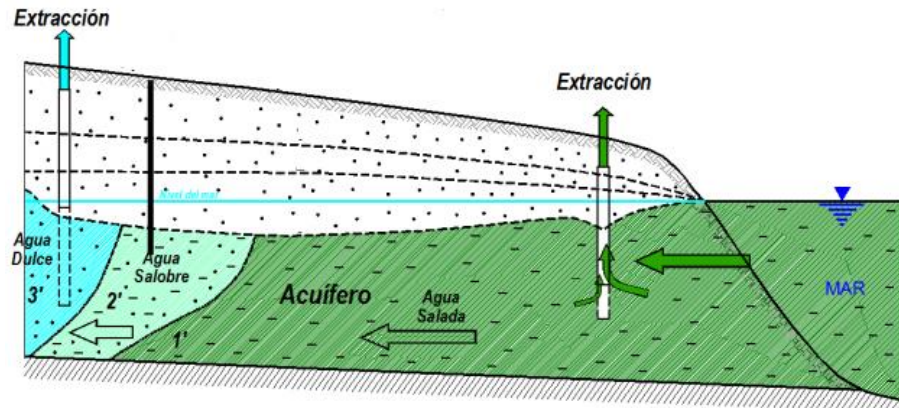


Figura 31. Pozo playero para la extracción de agua de mar.

Se deben realizar estudios geofísicos e hidrológicos para determinar si es factible perforar en la zona, la cantidad de pozos a perforar, la distancia que debe separar a cada uno de los pozos, así como el flujo de extracción (Piña, 2010). En la Tabla 12 se muestran las ventajas y desventajas de las tomas directas.

Tabla 12. Ventajas y desventajas de la toma cerrada para la extracción de agua de mar (Piña, 2010)

Extracción por toma cerrada	
VETAJAS	DESVENTAJAS
Pocos sólidos suspendidos debido a la filtración natural por el terreno	Alto contenido de hierro, aluminio, sílice, flúor, entre otros elementos que requieren la instalación de un pretratamiento más conservador.
Ausencia de actividad orgánica y biológica	Posible contaminación por nitratos y pesticidas.
Bajo contenido de oxígeno disuelto	Variación en su composición química a través del tiempo.
Temperatura estable	Posibles precipitaciones por alto contenido de sílice
No se afecta la carga con la marea	

Otra forma de captación de agua marina aprovechando la filtración natural de arena es a través de una galería de infiltración profunda ubicada mar adentro, la cual consiste en un tubo subterráneo al lecho marino del cual salen ramificaciones (pozos colectores) que captarán el agua filtrada a través de la arena.

Obra de toma abierta

Las obras de tomas abiertas son aquellas que están en contacto directo con el agua de alimentación, es decir, la tubería de alimentación de la planta desaladora se encuentra en contacto directo con el cuerpo de agua (Piña, 2010).



Figura 32. Obra de toma abierta (Piña, 2010)

Se recurre a este tipo de obra de toma cuando no es posible instalar la obra de toma cerrada debido a la impermeabilidad del terreno o cuando se requieren grandes volúmenes de agua y es económicamente mejor opción que la obra de toma cerrada (Piña, 2010). Los inconvenientes que presenta la toma abierta son: gran cantidad de sólidos suspendidos debido a la presencia de organismos; gran actividad orgánica y biológica; alto contenido de oxígeno disuelto y temperaturas fluctuantes.

2.2.1.2 Pretratamientos

La finalidad del pretratamiento es garantizar la calidad del agua requerida por las membranas de ósmosis inversa. En la mayoría de las plantas desaladoras se aplican los siguientes pretratamientos.

Dosificación de hipoclorito de sodio: Para la eliminación de contaminación bacteriológica, ya que es común encontrar materia orgánica en las obras de toma, lo que podría ocasionar ensuciamiento de las membranas (biofouling).

Dosificación de coagulante: Se agrega este reactivo para conseguir una aglomeración de partículas y lograr eliminarlas más fácilmente en el proceso de filtración.

Filtros de arena: Permiten la eliminación de los sólidos suspendidos presentes en el agua de alimentación. En ellos se introduce el agua por la parte superior y va filtrando lentamente a través de las distintas capas, obteniéndose agua filtrada en la parte inferior.

Adición de ácido sulfúrico: Se dosifica ácido sulfúrico para establecer el pH de alimentación al requerido por las membranas de ósmosis inversa.

Adición de dispersante: La función de los dispersantes es mejorar la solubilidad de algunas sales y prevenir su precipitación sobre la superficie de las membranas.

Dosificación e bisulfito de sodio: Se agrega para reducir la cantidad de cloro libre en el agua, ya que se agregó en un inicio para la eliminación de organismos. Si no se remueve el cloro antes de la etapa de filtración con membranas, podría causarles un daño irremediable, disminuyendo su vida útil.

Filtros cartucho: Se utilizan filtros cartucho para remover las partículas que no fueron removidas en los filtros de arena. La filtración en los filtros de cartucho son la última etapa antes de la filtración en las membranas de ósmosis inversa. Estos filtros remueven partículas de 1 μm .

Existen además algunos procesos de pretratamiento, los cuales consisten en membranas con gran capacidad de retención de sólidos suspendidos, así como también de microorganismos, bacterias e incluso virus (Piña, 2010).

2.2.1.3 Proceso de desalación mediante ósmosis inversa

Después del pre-tratamiento inicia el proceso de ósmosis inversa. El agua pretratada es alimentada al sistema de desalación mediante bombas de alta presión. El agua impulsada por la bomba alcanza una presión mayor a la presión osmótica, donde comienza el proceso de ósmosis inversa haciendo pasar parte del agua de mar a través de las membranas (Gómez, 2012). El agua que pasó a través de la membrana (permeado) se denomina agua producto, el agua que no pasó a través de las membranas es el agua de rechazo, la cual se encargará de arrastrar y sacar fuera de las membranas las sales que no permearon y así evitar que éstas se depositen sobre las membranas.

El principal inconveniente que tiene la desalación convencional marina es el elevado consumo energético. Actualmente la energía requerida está entre 3.5 kWh/m³ a 5 kWh/m³ (IRENA, 2013) en el proceso de ósmosis inversa y de 1.5 kWh/m³ a 1.6 kWh/m³ para el bombeo de agua de agua desde la captación hasta el suministro del agua producto (Dato, 2018). El elevado consumo energético genera costos elevados de agua producto y altas emisiones de gases de efecto invernadero cuando la fuente de esta energía es combustible fósil.

En el proceso de ósmosis inversa, los principales factores a evaluar para el diseño son:

- Tipo de agua de alimentación (indispensable para determinar el tipo de pre-tratamiento y membranas de ósmosis a utilizar).
- Salinidad del agua de alimentación: Necesaria para determinar la presión de alimentación y en consecuencia el porcentaje de recuperación de la desaladora.

- Recuperación del sistema (porcentaje de agua desalada obtenida)
- Flujo de agua producto
- Post-tratamiento
- Conducción del agua producto
- Descarga de salmuera

El tipo de agua de alimentación, así como su salinidad, depende de la región donde se instala la planta desaladora.

El porcentaje de agua desalada obtenido para el agua de mar es alrededor de 45% (López & Gómez, 2015) el resto es un efluente de rechazo hipersalino (salmuera), el cual debe ser gestionado correctamente con el fin de no producir alteraciones en su medio receptor.

2.2.1.4 Post-tratamiento

Después del paso del agua por las membranas de ósmosis inversa, es necesario aplicar algún tratamiento posterior para eliminar componentes no deseados en el agua producto, así como también para agregar compuestos necesarios.

El Post-tratamiento tiene como objetivo la re-mineralización del agua desalada. Para ello es necesario aumentar la alcalinidad del agua desalada hasta los valores permitidos. Las diferentes técnicas disponibles para la re-mineralización son:

- Adición de carbonato de calcio y dióxido de carbono
- Adición de hidróxido de calcio y dióxido de carbono
- Adición de Dolomita y dióxido de carbono
- Adición de carbonato de calcio y ácido sulfúrico
- Adición de cloruro de calcio y bicarbonato de sodio

Las más utilizadas en la práctica son la adición de carbonato de calcio y dióxido de carbono; así como también la adición de hidróxido de calcio.

2.2.1.5 Conducción del agua producto

Una vez obtenida el agua producto ésta puede ser enviada a algún tanque de almacenamiento o a la red de distribución de agua potable de manera directa, para lo cual es necesario determinar por donde es conveniente enviar la tubería de agua producto y así seleccionar el equipo de bombeo adecuado.

2.2.1.6 Descarga de salmuera

Un aspecto que se debe considerar en la desalación a gran escala es la gestión del impacto ambiental de la salmuera generada. Los cambios de salinidad derivados de los vertidos de salmuera al mar pueden alterar los ecosistemas marinos, por lo cual se debe tener especial cuidado en qué condiciones de distancia mínima y método será devuelta la salmuera al mar (Dato, 2018).

El principal objetivo del método de descarga es reducir el impacto ambiental que pueda tener sobre el medio ambiente, se pretende que la dilución de la salmuera con el agua de mar sea lo más rápida posible, por lo cual deben hacerse estudios de dilución de la descarga en el medio receptor (Piña, 2010).

Para acelerar la mezcla de salmuera con el agua de mar se utilizan emisarios submarinos con difusores, los cuales son ductos o tuberías destinados a la descarga hacia cuerpos de aguas marinas costeras hasta más de 20 mil metros alejados de la costa (Federici, 2017).

El diseño de la descarga es necesario seguir las normas ambientales correspondientes, así como realizar una serie de estudios que determinen los requisitos mínimos de construcción, los cuales son principalmente (Federici, 2017):

- Condiciones ambientales de la zona de descarga: oleaje, mareas, vientos, corrientes, temperaturas, salinidad, biótica, entre otros.

- Características de la salmuera de descarga: Caudal de descarga, densidad, exceso de salinidad, entre otros.
- Criterios económicos: costos de construcción, instalación y operación del emisario.

La descarga en el ambiente marino puede realizarse desde el fondo del mar mediante un chorro individual o mediante múltiples chorros. Existen numerosos estudios respecto a los mecanismos de descarga de salmuera, desde realizar las descargas directamente a la costa o en la superficie del mar. El método más conveniente es aquél que permita una mayor y más rápida dilución para generar el menor impacto en el medio marino. En la Figura 33 se muestra diferentes esquemas para la descarga de salmuera al mar.

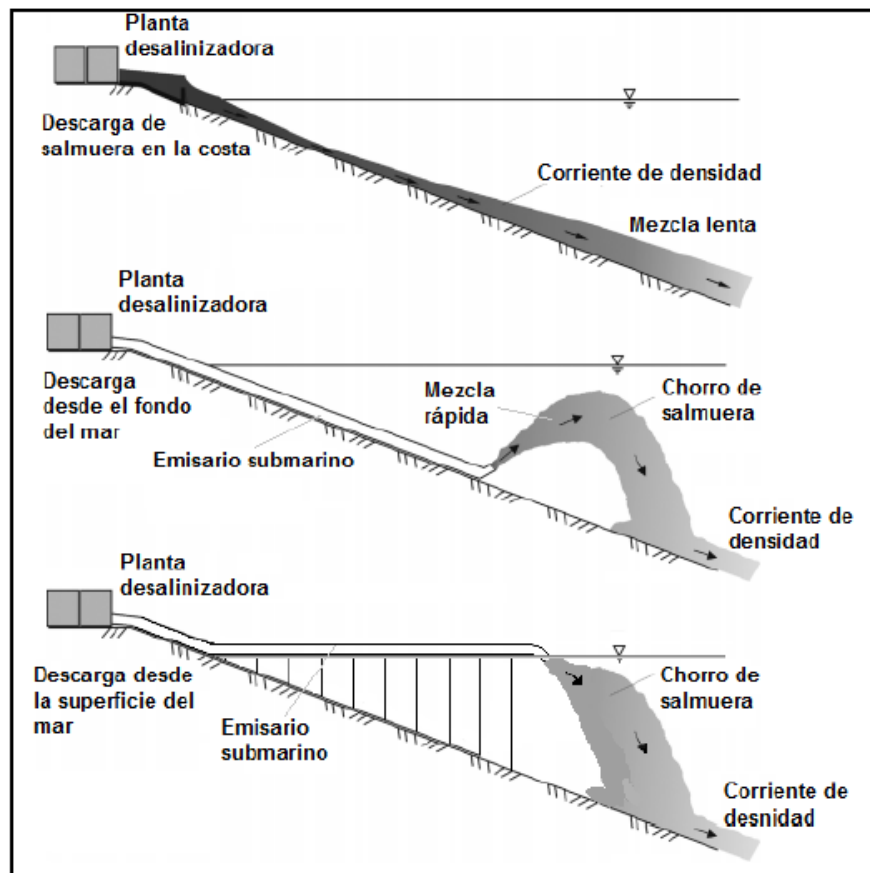


Figura 33. Esquemas de descargas de salmuera en el medio marino (Federici, 2017)

2.2.2 Equipos y componentes de los sistemas de ósmosis inversa

Todos los sistemas de ósmosis inversa están formados por los mismos componentes básicos. Estos componentes se describen a continuación.

1. **Pre-filtros.** Antes de ingresar al sistema de ósmosis inversa, el agua recibe un pre-tratamiento mediante filtros, los más utilizados son los de sedimentos, los cuales eliminan arena, limo, suciedad y otros sedimentos. También se suelen utilizar filtros de carbón, donde se elimina cloro, sabores y otros compuestos orgánicos (McMordie, Duan, & Wendel, 2013).
2. **Membrana de ósmosis inversa.** Las membranas de ósmosis inversa son el corazón del sistema, en ellas quedan atrapados las bacterias, virus, contaminantes químicos y cualquier sustancia diferente a las moléculas de agua.
3. **Recipientes a presión.** Un recipiente a presión es un tubo hueco sellado que alberga los elementos de la membrana de ósmosis inversa. Para forzar el agua a través de una membrana semipermeable, se debe aplicar presión para superar la presión osmótica natural.
4. **Bombas.** Las bombas son requeridas para impulsar el agua a través del sistema de ósmosis inversa, por lo cual deben cumplir con la presión y caudal requeridos por el sistema. Las bombas son los componentes que consumen más energía en todo el sistema.
5. **Válvulas.** Las válvulas son requeridas para controlar el flujo y presión de los sistemas de ósmosis inversa.
6. **Tanque de almacenamiento.** El permeado o agua producto es almacenado en tanques.

En la figura 34 se muestra un esquema general del proceso de desalación mediante ósmosis inversa, los números en el esquema corresponden a las atapas mencionadas arriba.

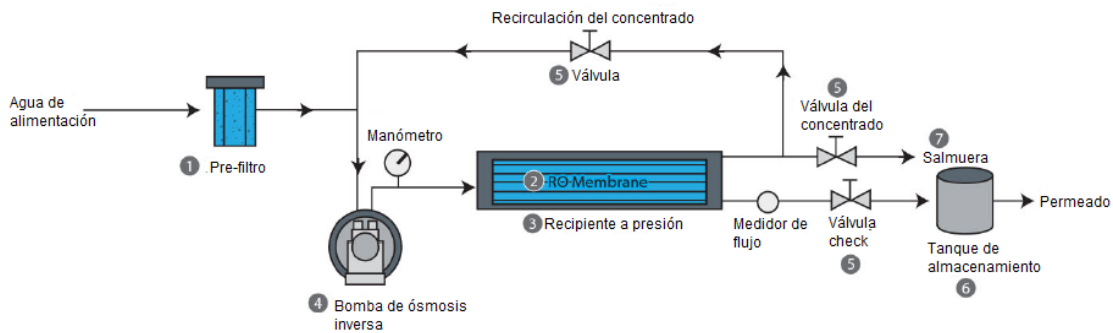


Figura 34. Componentes básicos en un sistema de ósmosis inversa (McMordie, Duan, & Wendel, 2013)

2.2.2.1 Membranas utilizadas en la ósmosis inversa

Las membranas en los sistemas de ósmosis inversa son el principal componente dentro del equipo de desalación, ya que son las encargadas de rechazar las sales disueltas en el agua.

Algunas características importantes que deben tener las membranas son la resistencia mecánica, la estabilidad química, estabilidad térmica e impermeabilidad a las sales, esto con el objetivo de tener buena calidad en el agua producto; así mismo, deben ser extremadamente delgadas para maximizar el flujo, presentando la mayor resistencia para soportar las altas presiones.

En la actualidad existen una gran cantidad variedad de membranas, las cuales se pueden dividir en cuatro configuraciones principales:

- Membranas de tipo plano
- Membranas tubulares
- Membranas de fibra hueca
- Membranas de arrollamiento en espiral

Membranas enrolladas en espiral

En la actualidad más del 80% de los equipos de ósmosis inversa trabajan con las membranas en espiral debido a la ventaja que tienen por su relación área y volumen (Enriquez, 2020) lo cual las hace ser más compactas y económicas.

Las membranas enrolladas en espiral se llaman así porque están formadas por membranas planas enrolladas en espiral alrededor de un tubo central.

Cada “paquete” consta de una lámina rectangular de membrana semipermeable doblada por la mitad de forma que la capa activa quede en su exterior. Entre las dos mitades se coloca un tejido provisto de diminutos canales para recoger el permeado que atraviesa la membrana y conducirlo hacia el tubo central (Figura 35) (García, 2012).

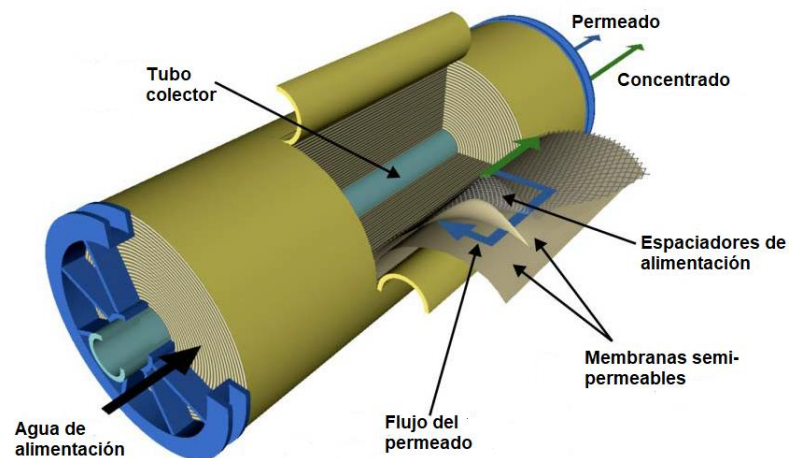


Figura 35. Elementos y composición de una membrana enrollada para ósmosis inversa

Las membranas enrolladas comerciales tienen en total un diámetro de 100 mm a 200 mm (4"-8") (Gómez, 2012), están constituidas en promedio por 30 pares de hojas de membrana. Dentro de un par de membranas se coloca un separador llamado separador de permeado y a cada lado de las membranas se colocan otros

dos separadores llamados separadores de alimentación. El colector central es un tubo que recolecta al permeado y lo lleva fuera del equipo.

La forma en que el agua pasa a través de la membrana es de tipo tangencial, ya que fluye paralelamente a la membrana de ósmosis. Conforme el agua va permeando a lo largo de la membrana, las sales que quedan en la superficie son arrastradas por el agua que no pasó a través de ella, esta agua recorre toda la membrana concentrándose más a medida que avanza (Gómez 2012).

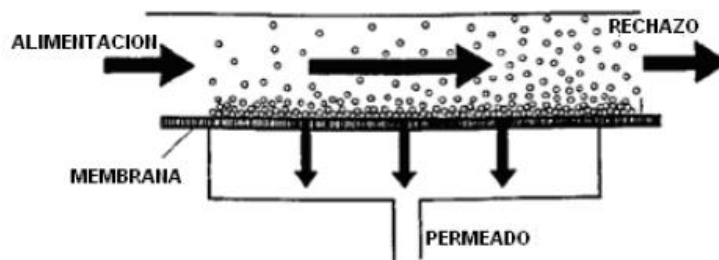


Figura 36. Paso del agua a través del sistema de ósmosis inversa (Gómez, 2020)

Materiales de fabricación

Algunos materiales con los que se fabrican son hidrofóbicos, esta característica es una de las variables más importantes del proceso ya que su composición física y química determina la permeabilidad de dichos materiales. Las membranas más comunes son las de Acetato de Celulosa (AC) y las membranas compuestas de Poliamida (PA). En la Tabla 13, se presentan las ventajas y desventajas de estas membranas.

Tabla 13. Características de las membranas de Acetato Celulosa y Poliamida (García, 2012)

Acetato Celulosa		Poliamida	
Ventajas	Desventajas	Ventajas	Desventajas
Alta Permeabilidad	Alta sensibilidad a la hidrólisis	Alto porcentaje de rechazo de sales	Sensibilidad frente a los oxidantes
Elevado porcentaje de rechazo de sales	Posibilidad de degradación	Ausencia de hidrólisis	Fácil ensuciamiento
Tolerancia al cloro libre	Alto riesgo de disolución de la membrana	No biodegradabilidad	Fácil aparición de desarrollos biológicos
Bajo costo	Aumento del paso de sales con el tiempo	Alta estabilidad química	Alto costo
	Elevadas presiones de trabajo	Presiones de trabajo reducidas	

Parámetros típicos de operación de las membranas

Existen límites operativos establecidos por los fabricantes para cada tipo de membrana, para evitar mal funcionamiento de éstas, lo que acortaría su vida útil. Los límites de operación varían en función del tipo de material constructivo de las mismas, así como de su modelo y tamaño. En la Tabla 14 se muestran los valores operativos más comunes de las membranas de ósmosis inversa (García, 2012).

Tabla 14. Valores operativos de membranas de ósmosis inversa (García, 2012)

Membrana de Poliamida Aromática enrollada en espiral		Máximo caudal de alimentación por membrana (l/min)	Mínimo caudal de concentrado por membrana (l/min)	Máxima presión de operación (bar)	
Diámetro (")	Longitud (")			Agua Salobre	Agua de Mar
2.5	40	20-22	5-7	40	70
4.0	40	60-70	11-15	40	70
8.0	40	250-300	4-75	40	70

2.2.2.2 Bomba de alta presión

Otro elemento importante por considerar en las instalaciones de plantas de ósmosis inversa, además de las membranas, es el equipo de bombeo de alta presión.

En una planta de ósmosis inversa el agua a tratar es aspirada desde el medio de captación por una bomba de alimentación que impulsa el agua hacia el pretratamiento, después de éste, el agua es conducida por una bomba de alta presión que envía el flujo a la presión requerida por las membranas de ósmosis inversa (García, 2012). Es aquí donde se consume la mayor parte de la energía del proceso, por lo que la decisión del tipo de bomba a instalar tiene una gran importancia.

En el proceso de ósmosis inversa se utilizan generalmente dos tipos de bombas: centrífugas y alternativas o de desplazamiento positivo (García, 2012).

Para la correcta selección de la bomba a utilizar es necesario, además de la evaluación de los requisitos hidráulicos del sistema, tomar en cuenta las características del equipo seleccionado, como lo son su consumo energético, rendimiento, costo del equipo, mantenimiento, disponibilidad, niveles de ruido, vibraciones, etc.

Cuando la fuente de energía para la planta de ósmosis inversa es una fuente alternativa, como la energía solar fotovoltaica, se debe prestar atención al suministro de energía para las bombas, para lo cual se sugiere tener una fuente de energía de respaldo.

Las bombas de desplazamiento positivo tienen en general mayor rendimiento que las bombas centrífugas y una elevada eficiencia mecánica (García, 2012), éstas suelen utilizarse para plantas con caudales pequeños, ya que tienen un mejor y más estable desempeño. En estas condiciones son capaces de alcanzar elevadas presiones de trabajo; sin embargo, para el manejo de grandes caudales, los

problemas de vibraciones, mantenimiento y elevados costos de inversión, las hacen estar en desventaja frente a las bombas centrífugas.

Un factor muy importante para tener en cuenta para la selección de la bomba es el manejo de aguas saladas, lo que implica una viscosidad muy baja y resistencia a la corrosión. Las bombas de polímero disponibles en el mercado normalmente son de tipo centrífuga, con presiones máximas de trabajo de 140 psi (9.7 bar). El rango de presiones que se maneja en la desalinización por ósmosis inversa es de 800 psi a 1000 psi (55 bar a 69 bar) en aguas de mar, y de 150 psi a 600 psi (10 bar a 41 bar) en aguas salobres (García, 2012). En la Figura 37 se presenta una bomba centrífuga y una de desplazamiento positivo.

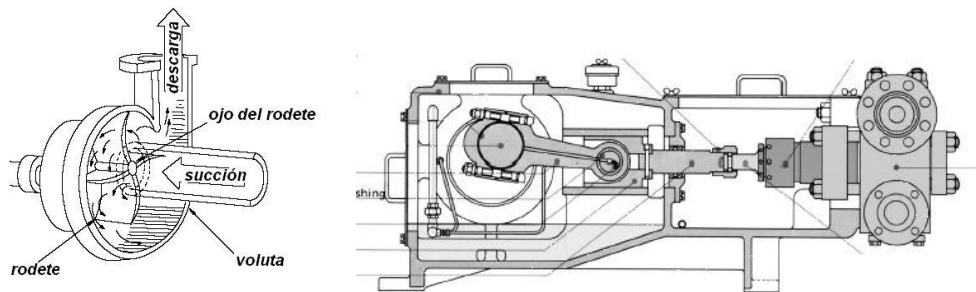


Figura 37. Bomba centrífuga (a la izquierda) y bomba de desplazamiento positivo tipo pistón (a la derecha)

2.2.2.3 Recuperadores de energía

Como se ha mencionado, una característica de los procesos de desalación mediante ósmosis inversa es el elevado consumo energético en el bombeo a alta presión, lo cual representa costos elevados en la instalación.

En los últimos años, la optimización de energía por parte de las instalaciones de osmosis inversa ha sido objeto de numerosas investigaciones, obteniendo resultados positivos mediante la instalación de sistemas recuperadores de energía.

Estos sistemas se basan en el aprovechamiento de la energía residual que porta la salmuera resultante del proceso de producción mediante la transformación de la presión de la corriente de rechazo en presión positiva para la corriente de aporte (Fernández, 2016).

Existen diversos tipos de recuperación de energía, los más utilizados son (García, 2012):

- Bombas Invertidas o Turbinas de Contrapresión
- Turbinas Pelton
- Turbo-charger
- Turbobombas compactas
- Intercambiadores de presión
- Bomba Clark
- Intercambiador RO Kinetic

Cuando se trata de plantas de ósmosis inversa que dependen exclusivamente de la energía producida por un sistema de energía renovable (fotovoltaica, solar, eólica), se debe hacer un análisis técnico de la factibilidad de instalación de recuperadores de energía. Debido a que este tipo de energías es fluctuante se debe seleccionar el equipo recuperador adecuado (Fernández, 2016).

2.3 Energía Solar Fotovoltaica

La Energía Solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el sol. La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación (Barberá, 2016)

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio del proceso directo de transformación de la energía del sol en energía eléctrica (Blas, 2011).

La tecnología fotovoltaica se basa en el fenómeno físico que convierte directamente la radiación solar (electromagnética) en corriente eléctrica, en un dispositivo llamado

célula fotovoltaica. Las células modernas están fabricadas con materiales semiconductores, donde la energía que liga los electrones de valencia (electrones de la última capa) con su núcleo es similar a la energía de los fotones que constituyen la luz solar. Al incidir ésta sobre el material semiconductor (generalmente silicio), sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para vencer la energía que los mantiene unidos al núcleo atómico, quedando libres para circular por el semiconductor, formando así una corriente eléctrica (Schumann, 2005).

Por su ubicación geográfica, México posee una gran riqueza en el recurso solar, como se observa en el mapa de irradiación mundial (Figura 38). La mayor parte del territorio tiene una alta captación de energía solar diaria, en promedio 5 kWh/m²/día, los estados de Baja California Sur y Sonora son los que reciben una mayor radiación solar, superior a 6.2 kWh/m²/día en promedio anual (González G. M., 2019).

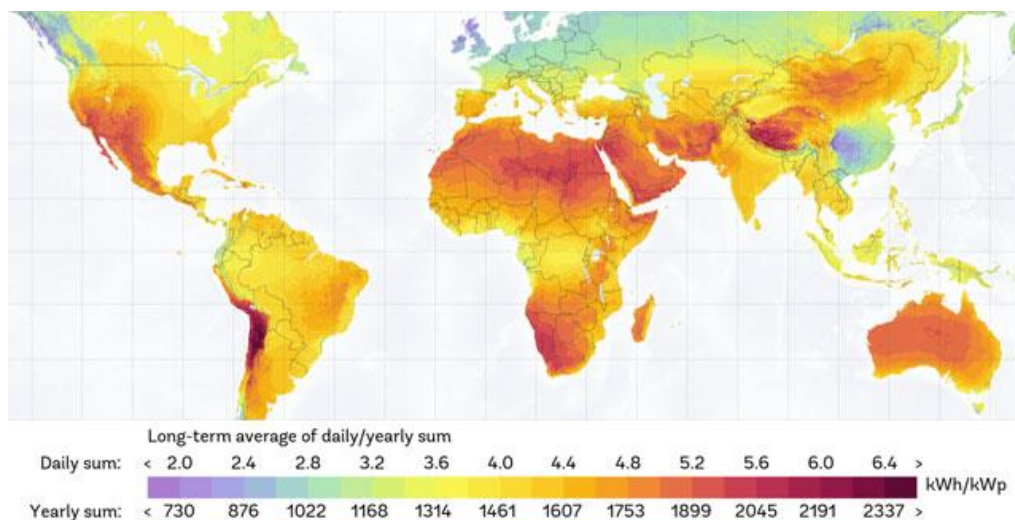


Figura 38. Mapa de irradiación solar mundial (*Banco Mundial, 2019*)

Cabe destacar que México presenta mayor irradiación solar que cualquier país europeo; sin embargo, varios de estos países ya han apostado e invertido en plantas generadoras solares en mayor medida que México (González G. M., 2019).

2.3.1 Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos necesarios para captar y transformar la energía solar en energía eléctrica. Estos sistemas, independientemente de su utilización y tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías: aislados o conectados a la red (Blas, 2011).

2.3.1.1 Sistemas fotovoltaicos aislados

Los sistemas aislados (Figura 39) se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos o donde sería difícil conectarlos debido a su posición poco accesible. Los principales componentes son (Blas, 2011).

- Módulos fotovoltaicos
- Regulador de carga
- Inversor
- Sistema de acumulación (baterías)



Figura 39. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado (Díaz & Carmona, 2021)

Debido a su desconexión de la red eléctrica, los sistemas aislados deben estar equipados con sistemas de acumulación de la energía producida, ya que el campo fotovoltaico solo puede proporcionar energía en horas diurnas. En la Figura 40 se presenta algunas aplicaciones de estos sistemas, las cuales son (Díaz & Carmona, 2021)

- Electrificación de zonas rurales y urbanas
- Señalización
- Alumbrado público
- Bombeo de agua

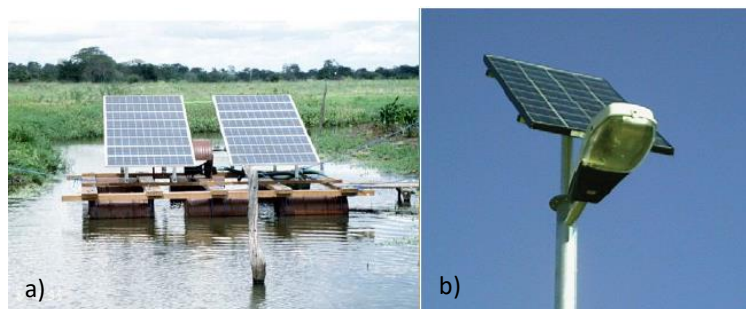


Figura 40. Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos aislados a) bombeo de agua, b) alumbrado público (EnDev/GIZ, 2013)

2.3.1.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Los sistemas conectados a red (Figura 41) son los que más aplicación comercial tienen. Su característica principal es que la totalidad de la electricidad producida se vierte a la red eléctrica para un consumo en otro lugar. El productor recibe una compensación financiera por la energía suministrada a la red (Schumann, 2005).

Los componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red son (Blas, 2011):

- Módulos fotovoltaicos
- Inversor para la conexión a red
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica
- Contador de energía bidireccional

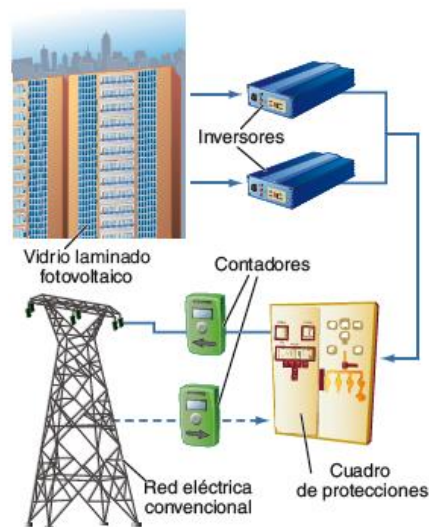


Figura 41. Principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red (Díaz & Carmona, 2021).

Las principales aplicaciones conectadas a la red son (Figura 42):

- Centrales fotovoltaicas y huertos solares
- Edificios fotovoltaicos

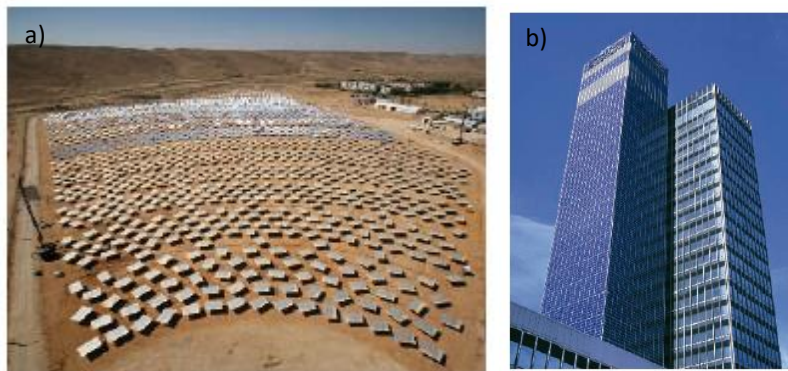


Figura 42. Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red a) hurto solar, b) edificio fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2021).

2.3.2 Componentes de los sistemas fotovoltaicos

La base de toda instalación fotovoltaica es el panel o módulo fotovoltaico, el cual produce electricidad de corriente continua; dicho panel está formado por celdas o células fotovoltaicas. Algunos otros componentes son: inversores, reguladores, baterías (sistemas aislados) y contadores de energía bidireccional (sistemas conectados a la red). A partir de ahí, una instalación puede disponer de diferentes componentes, en función de las finalidades que se persigan (Schumann, 2005).

2.3.2.1 Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas más usadas en la actualidad son las de silicio mono cristalino. Se obtienen de silicio puro el cual se funde en un crisol con una pequeña proporción de boro hasta formar una masa a 1400°C . El color que presentan es muy monocromático: azul, oscuro y con un cierto brillo metálico. El rendimiento en módulos comerciales está entre un 15%–18%. (Schumann, 2005).

También muy conocidas y comercializadas son las células de silicio policristalinas, ya que la solidificación no se hace en un solo cristal sino en múltiples. Tienen el aspecto de una amalgama de cristales de distintos tonos azulados y grises con brillo

metálico. El rendimiento de este tipo alcanza el 16% en módulos comerciales (Schumann, 2005).

En los últimos años se han desarrollado nuevos materiales alternativos al silicio con la finalidad de llevar la energía fotovoltaica a ocupar un puesto competitivo con otras fuentes de energía y así poder penetrar definitivamente en el mercado energético, como es el caso de los materiales cristalinos de capa delgada, entre los cuales el silicio amorfo es el más utilizado, su eficiencia está alrededor del 13%, tiene un aspecto en tonos color marrón y gris oscuro, es el silicio típico de las calculadoras y otros pequeños objetos con funciones muy diversas. En la Figura 43 se muestran celdas fotovoltaicas de silicio cristalino, celdas policristalinas y de silicio amorfo (Schumann, 2005).

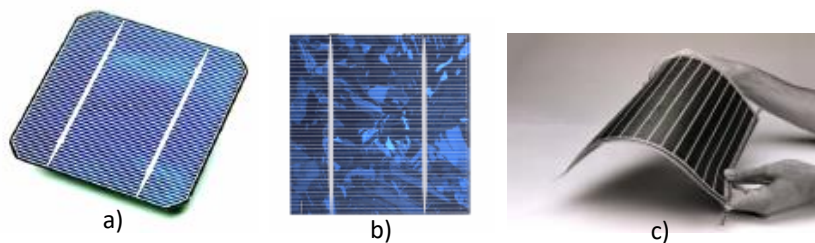


Figura 43. Celdas fotovoltaicas: a) silicio cristalino, b) Silicio policristalino y c) silicio amorfo (Schumann, 2005).

2.3.2.2 Paneles Fotovoltaicos

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco (Figura 44), proporciona en su salida de conexión una tensión continua, se diseña para valores de 6V, 12V, 24 V, etc. Los tipos de paneles solares están dados por la tecnología de las celdas con las cuales están formados.

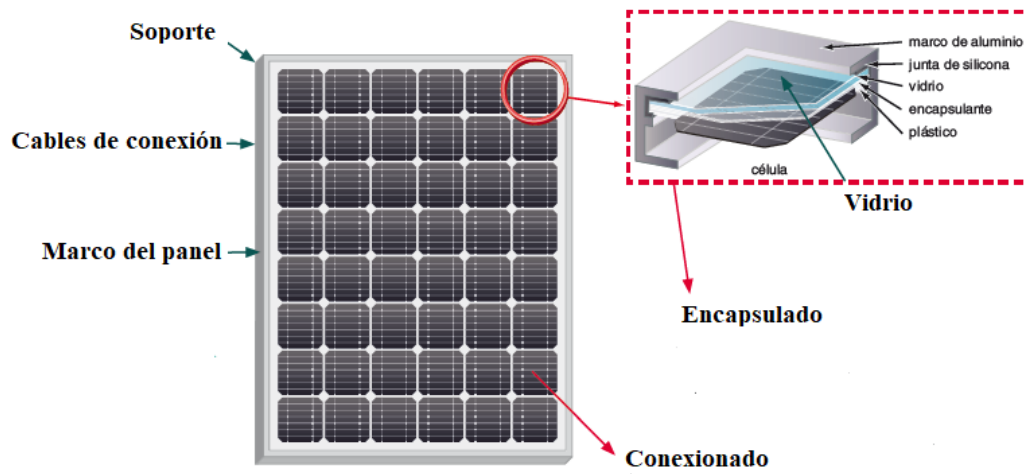


Figura 44. Componentes de un módulo fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2021).

2.3.2.3 El regulador

Es un elemento de unión entre los paneles solares y los elementos de consumo de la instalación. Entre sus funciones están proteger las baterías ante sobrecargas, proporcionar a su salida la tensión continua para la instalación y fijar el valor de la tensión nominal a la que trabaja la instalación (EnDev/GIZ, 2013).

2.3.2.4 Baterías

Es el componente que almacena la energía eléctrica que recibe del panel fotovoltaico para luego distribuir la electricidad en el momento que se necesite. Las baterías realizan tres funciones importantes dentro del sistema fotovoltaico: almacenar energía eléctrica, proporcionar la energía eléctrica necesaria cuando hay baja o nula radiación solar y distribuir la energía de forma estable y adecuada para ser utilizada por los aparatos eléctricos (EnDev/GIZ, 2013).

2.3.2.5 Inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua (CD) de la instalación en corriente alterna (CA), igual a la utilizada en la red eléctrica.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a la red y está presente en la mayoría de las instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas (Blas, 2011).

2.3.3 Ventajas y desventajas de las instalaciones fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía renovable más prometedoras en el mundo, comparada con las fuentes no renovables, ésta tiene muchas ventajas y algunos inconvenientes, los cuales se mencionan a continuación (Barberá, 2016):

Ventajas:

- Mucho menos contaminante que las fuentes fósiles
- No genera residuos
- No genera ruidos
- Elevada fiabilidad y disponibilidad operativa confiable
- No se tiene partes móviles, por lo tanto, su mantenimiento es mínimo
- Las instalaciones tienen una vida útil larga (los paneles duran aproximadamente 30 años).
- Resisten condiciones climáticas extremas
- No existe una dependencia con los países productores de combustibles
- Pueden instalarse en zonas rurales o donde se tiene difícil acceso a la red eléctrica.
- Se puede vender el excedente de electricidad generada a la compañía eléctrica.
- Puede aumentarse la potencia mediante la adición de módulos fotovoltaicos.

Desventajas:

- Técnica de fabricación de los módulos compleja y cara
- Alta inversión inicial
- Energía difícil de almacenamiento
- No es económicamente competitiva con otras energías actuales
- Producción variable según el clima y condiciones atmosféricas
- Baja rendimiento
- Gran espacio o terreno requerido para la instalación de los módulos

Como se puede observar, esta tecnología de generación de electricidad, al igual de las demás, presenta ventajas y desventajas, las cuales deben ser analizadas para el proyecto en específico y valorar tanto los aspectos tecnológicos, económicos, sociales y ambientales.

2.4 Tecnología de ósmosis inversa con energía solar fotovoltaica: ventajas y desventajas

Las primeras plantas de ósmosis inversa con energía solar fotovoltaica (OI+FV) se instalaron en los años 80s, desde entonces y hasta el año 2008 se habían instalado 32 sistemas OI+FV a nivel global comerciales (Burdiles, Carrasco, & Platzer, 2017), donde las plantas de mayor capacidad producían 50 m³/día, las cuales fueron proyectadas con motivos de investigación y demostración.

La opción de utilizar energía solar fotovoltaica para suministrar energía a plantas de OI es viable en lugares donde no es posible conectarse a la red eléctrica o se desea apoyar a la red local.

Tanto la OI como la energía solar FV son tecnologías maduras, el acoplamiento entre ambas es directo, solo se requiere, en ocasiones, un inversor de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) (Burdiles, Carrasco, & Platzer, 2017).

Aunque la tecnología OI+FV es una tecnología madura, no se tiene un diseño único para el acoplamiento de estos sistemas; sin embargo, estos arreglos tienen componentes en común y pueden describir un sistema OI+FV. Estos componentes se presentan en la Figura 45.

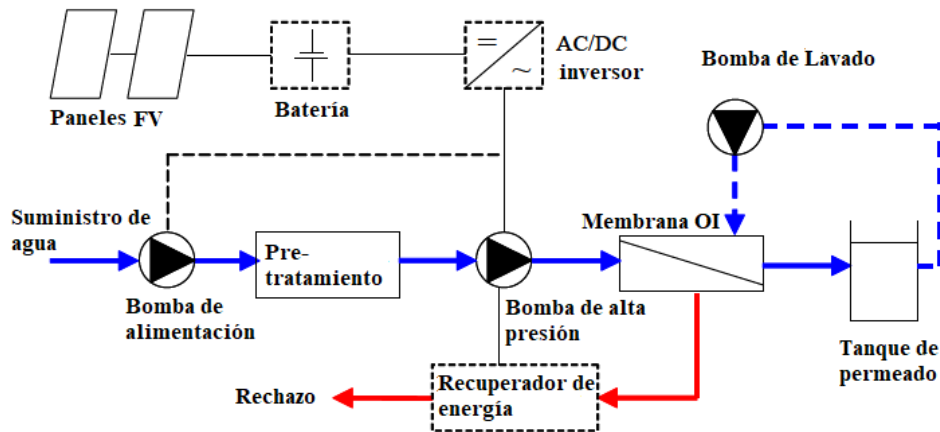


Figura 45. Arreglo general de un sistema OI+PV (Ghermandi & Messalem, 2009)

Módulos fotovoltaicos

Se utilizan dos tipos principalmente: módulos monocristalinos y policristalinos. Un factor importante que determina la potencia generada y por ende la eficiencia de la planta desaladora es la orientación de los módulos. Los módulos con ejes fijos son colocados a cierta inclinación, mientras que los módulos con ejes móviles tienen la capacidad de seguir la dirección del sol durante el día, así como en las diferentes estaciones del año.

Bombas de alimentación

Las bombas que suministran el agua a la planta de pre-tratamiento para ósmosis inversa pueden ser alimentadas con energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos o por otra fuente de energía renovable o convencional, como pueden

ser turbinas eólicas o por la conexión a la red eléctrica, o una combinación de ambas.

Unidad de pretratamiento

El pre-tratamiento normalmente consiste en filtros con tamaño de poro entre 20 μm y 25 μm o mayor. También se utilizan filtros de carbón activado para la remoción de cloro libre, el cual puede causar daño a las membranas de ósmosis inversa. Cuando el agua de alimentación tiene un alto contenido biológico, se utiliza la coloración o desinfección mediante ozonización. El pretratamiento con membranas de ultrafiltración (UF) involucra elevados costos de inversión, pero entrega agua de mejor calidad al sistema de ósmosis inversa, reduciendo costos en mantenimiento (Mohamed, 2016).

Motor y bomba de alta presión

Los motores y bombas a alta presión son los equipos que más energía consumen en las plantas de ósmosis inversa, al ser estos equipos lo que impulsan el agua a alta presión para su paso hacia las membranas de ósmosis inversa. Este equipo puede ser alimentado con corriente continua (DC) o corriente alterna (AC). Los paneles FV producen energía DC, por lo tanto, si el motor de la bomba trabaja en AC, es necesario agregar un inversor (Ghermandi & Messalem, 2009).

Inversor DC/AC

El inversor transforma la DC generada en los paneles FV a AC que es utilizado por los motores de algunas bombas. El uso de la DC en los motores elimina la necesidad de utilizar inversores, pero involucra costos de inversión más elevados; sin embargo, se espera que los motores de DC tengan una mayor eficiencia energética debido a que no presentan pérdidas por los inversores (Mohamed, 2016).

Membranas de ósmosis inversa

Las membranas enrolladas en espiral son el tipo de membranas estándar para los sistemas de desalación OI+FV. La configuración más común es de un solo paso (Ghermandi & Messalem, 2009), donde las membranas están organizadas en serie dentro de los tubos a presión. En algunos sistemas se utiliza la recirculación del agua de rechazo para incrementar la eficiencia en la desalación, así como también para reducir las descargas de salmuera.

Almacenamiento de energía

Algunos sistemas OI+PV utilizan baterías, las cuales son incluidas en el sistema para un mejor funcionamiento de éste durante días nublados o por la noche. Las baterías además distribuyen la energía de forma adecuada para ser utilizada por el sistema de OI. La principal desventaja que tiene el acoplamiento de baterías a los sistemas de OI+FV es el incremento en los costos de inversión, menos eficiencia en el sistema y se requiere un cuidadoso mantenimiento.

Recuperador de energía

El uso de recuperadores de energía es cada vez más común en los sistemas de IO+FV, los más utilizados son las Turbinas Pelton. Actualmente se han desarrollado equipos recuperadores que trabajan a bajos caudales, como bombas Clark, bombas recuperadoras de energía e intercambiadores de presión (Mohamed, 2016). La selección del tipo de tecnología depende de las características propias de la instalación y capacidad de la planta, así como del análisis económico del ahorro energético que justifique la instalación de estos equipos.

2.4.1 Ejemplos de plantas OI + PV instaladas a nivel Mundial

Para el año 2014, la planta de desalación de agua de mar OI+FV más grande y conocida es una planta localizada en la Isla de Lampedusa, Italia, construida en 1990 (Cipollina, Subiela, Tzen, & Papapetrou, 2014).

La planta se ha caracterizado por un funcionamiento satisfactorio, proporcionando agua dulce a un costo alrededor de 6 €/ m³. El sistema de OI consta de dos unidades con una capacidad total de 5 m³/h (Cipollina, Subiela, Tzen, & Papapetrou, 2014). El suministro eléctrico es a través de paneles fotovoltaicos, los cuales suministran 100kWp, provistos de baterías e inversores.

En los años siguientes se han construido varias plantas desaladoras de agua de mar OI+FV en el mundo. En la siguiente Tabla 15 se describen algunas de ellas.

Tabla 15. Plantas de desalación de agua de mar con tecnología OI y energía FV (Schorr, 2011)

Ubicación	Agua de alimentación (ppm)	Capacidad (m ³ /día)	FV (kWp)	Baterías	Costo del agua producto (US\$/m ³)	Año
Lampedusa, Italia	SW	40	100	880	9.5	1990
Jeddah, Arabia Saudita	42,800	3.2	8			1981
St. Lucía, Florida	32,000	0.64	2.7			1995
Doha, Qatar	35,000	5.7	11.2	No		
Cress, Lavrio, Grecia	36,000	<1	4+0.9 eólica	44	33	2001
ITC, Islas Canarias, Esp.	SW	3	4.8	19	13	1998
Crest, Reino Unido	SW	0.5L/h	1.54	No	4.2	2003
Vancouver, Canadá	SW	0.5-1.0	0.48			
Ponta Libeco, Italia	SW		9.8			1993
Isla Lipari, Italia	SW	2m ³ /h	63			1991

SW= Agua de Mar (Sea Water)

El agua salobre tiene una presión osmótica mucho menor que el agua de mar debido a una menor concentración de sales, por lo tanto, su desalación requiere menor energía. Así mismo, como se trabaja a presiones más bajas, esto permite el uso de materiales más baratos, lo que reduce costos de inversión comparados con la desalación de agua de mar.

Un ejemplo de un sistema de desalación de agua salobre mediante ósmosis inversa (BWOI, por sus siglas en inglés) y energía solar FV instalado y en funcionamiento se encuentra en una pequeña aldea en Túnez (Figura 46). Esta planta está operando desde el año 2006 y genera 50 m³/día de agua limpia a partir del agua de un pozo con una salinidad de 3500 ppm. Este sistema, sin conexión a la red, suministra agua para 300 personas. La irradiación diaria promedio es de 5.6 kWh/m², el campo solar es de 10.5 kWp (Burdiles, Carrasco, & Platzer, 2017). En la Tabla 16 se presentan algunos ejemplos de plantas desaladoras de agua salobre (BWOI).



Figura 46. Planta BWOI+FV en Túnez (Burdiles, Carrasco, & Platzer, 2017)

Tabla 16. Plantas de desalación de agua salobre con tecnología OI y energía FV (Schorr, 2011)

Ubicación	Agua de alimentación (ppm)	Capacidad (m ³ /día)	FV (kWp)	Baterías (kWh)	Consumo energético (kWh/m ³)	Costo del agua	Año
Sadous, Riyadh, AS	5,800	15	10.08	264			1994
Magan, Israel	4,000	3	3.5+0.6 eólica	36		11.6	1997
Elhamarawien, Egipto	3,500	53	19.8+0.64 ctrl	208	0.89		1986
Heelafar Rahab, Oman	1000	5	3.25	9.6		6.25	1995
White Cliffs, Aust.	3,500	0.5	0.34	No	2-8		
Solar flow, Aust.	5,000	0.4	0.12	No	1.86	10-12	
Hassi-Kheba, Algeria	3,200	0.95	2.59			10	
INETI, Lisbon, Portugal	5,000	0.1-0.5	0.05-0.15	No			2000
Conception del Oro, Mex.	3,000	0.71	2.5	No.	6.9		1982
Thar desert, India	5,000	1	0.45		1 kWh/kg sal		1986
Perth, Australia	BW	0.4-0.7	1.2		4-5.8		1989
Gillen Bore, Australia	1,600	1.2	4.16	No.			1996
Wano Road, Australia	BW		6				
Kasir Ghilen, Tunis	5,700	50				7.25	2006
Coite-Pedreias, Brasil	BW	0.25	1.1	9.6	3-4.7	14.9	
Mesquite, Nevada	3,500	1.5	0.4		1.38	3.6	2003
N. Jawa, Indonesia	BW	12	25.5				
Univ. de Almeria, Esp.	BW	2.5	23.5				

BW= Agua salobre (Brackish Water)

2.4.1 Ventajas y desventajas de los sistemas OI+FV

Las principales ventajas de los sistemas de desalación mediante ósmosis inversa con energía solar fotovoltaica como fuente de suministro eléctrico, es la posibilidad de aplicaciones confiables y eficientes a pequeña escala; bajos costos en el mantenimiento de los paneles fotovoltaicos; así como la fácil instalación y transporte. Además, la posibilidad de usar recuperadores de energía y bombas de alta eficiencia que reducen significativamente los requerimientos energéticos.

En los últimos años los precios de los módulos fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de energía e inversores han disminuido notablemente (Cipollina, Subiela, Tzen, & Papapetrou, 2014), lo que permite a los sistemas OI+FV ser competitivos con otras tecnologías de fuentes no contaminantes, para su uso en regiones específicas, sobre todo en islas.

La principal desventaja de los sistemas autónomos de OI+FV es la necesidad de un suministro continuo de energía, para que las bombas, membranas de OI y recuperadores de energía trabajen a su máxima eficiencia. Los sistemas de almacenamiento de energía y baterías son todavía tema de investigación respecto a sus costos e impactos ambientales, principalmente para sistemas con capacidad mayor a 10 m³/día (Cipollina, Subiela, Tzen, & Papapetrou, 2014).

2.5 Caso de estudio de una Planta Desaladora mediante Ósmosis Inversa con energía Solar Fotovoltaica en Los Cabos BCS

Actualmente Los Cabos cuenta con una desaladora para abastecimiento municipal que comenzó operaciones en el año 2006, la cual tiene una capacidad de producción de 20,736 m³/día; sin embargo, esta producción es insuficiente para abastecer la totalidad de las colonias en el municipio.

En este trabajo se revisa la factibilidad de instalación de una planta fotovoltaica para suministrar energía a una desaladora con una capacidad de 2,200 m³/día, mediante la tecnología ósmosis inversa. La ubicación se elige en el mismo municipio de Los Cabos, en las coordenadas 22°53'28.9"N y 109°59'33.5"W.

Para realizar el estudio se toma como base una planta desaladora instalada en Perú (Figura 47), la cual aún no cuenta con suministro energético mediante fuentes renovables. Esta planta, con una capacidad de 2,200 m³/día, es la primera

desaladora por ósmosis inversa a nivel industrial que se construyó en Perú. Comenzó a operar el 25 de noviembre del 2002 (Iagua, 2015).



Figura 47. Planta desaladora mediante ósmosis inversa en Perú (Acciona, 2021)

La planta se encuentra ubicada dentro de las instalaciones de Petroperú – Refinería de Talara. El proceso de ósmosis inversa cuenta con 1 bastidor que contiene 294 membranas de poliamida aromática. Las características técnicas de la planta se resumen en la Tabla 17.

Tabla 17. Características técnicas de la planta caso de estudio (Quevedo & Rosales, 2009)

Planta desaladora de Talara, Perú	
Localización	Talara, Piura, Perú
Año de operación	2002
Capacidad	2,200 m ³ /d
Tipo de alimentación	Agua de mar
Tipo de captación	toma abierta superficial, profundidad de 10 m.
Tecnología	Ósmosis inversa
Tipo de membranas	343 unidades, espiral, poliamida

Conversión	45%
Pre-tratamiento	Dosificación de coagulante.
	Filtración sobre arena, grava y granate.
	Sistema de diatomea
	Filtración sobre Pre-capas
	Dosificación de dispersante
Recuperadores de energía	Filtro de cartuchos
	Dosificación de Bisulfito de Sodio
	5 unidades
Post-tratamiento	Adición de hidróxido de calcio e hipoclorito de sodio
Productos	Agua potable: TDS 200-300 ppm
	Agua industrial TDS <5 PPM
Uso final del agua	Refinería de Talara

Planta SWRO= Planta desaladora de agua de mar mediante ósmosis inversa.

Para obtener una aproximación del consumo energético de la planta se hace una revisión bibliográfica de valores reportados en algunas plantas instaladas a nivel mundial. Para el caso de estudio se toma un valor de 2.3 kWh/m³ (Grupo IIDEA UNAM, 2021), valor reportado para las plantas desaladoras actuales en BCS.

Sabemos que el consumo energético no depende del tamaño de la planta, sino que depende de la concentración de sales, lo cual podemos observar en la ecuación de Van Hoff (Ecuación 1). En la Tabla 18 se presenta la salinidad de diferentes tipos de agua.

$$P_o = iRT \quad (1)$$

Donde:

P_o es la presión osmótica en atm

i es el "factor de Van't Hoff y expresa el grado de disociación del soluto.

R es la constante de los gases, igual a $0.082 \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{mol} \cdot \text{K}}$

T es la temperatura en K

Tabla 18. Salinidad de diferentes tipos de agua (Dévora, González, & Saldívar, 2013)

Agua	SDT (mg/L)
Ultrapura	0.03
Pura	0.30
Desionizada	3.00
Potable	< 1,000.00
Salobre	1000.00-10,000.00
Salina	10,000.00-30,000.00
Marina	30,000.00-50,000.00

2.5.1 Diseño fotovoltaico

A continuación, se presenta la metodología seguida para el diseño de la planta fotovoltaica que permitirá el suministro eléctrico a la planta desaladora.

1. Cálculo del consumo energético

El consumo energético de la planta de OI se estima de 2.3 kWh/m³. Adicionalmente se calcula 0.74 kWh/m³ correspondientes al sistema de bombeo de toma de agua y conducción a sitios de almacenamiento o consumo, con esto se tiene un consumo total de 3.04 kWh/m³.

Aunque no se especifica el tipo de recuperador que utiliza la planta, sí se menciona la existencia de 5 unidades, con lo cual podemos inferir que se tiene un sistema eficiente.

En la planta desaladora se tiene una producción de 2,200 m³/día, con una conversión de 45%, lo que corresponde a un consumo de 4,889 m³ de agua de mar/día (Figura 48), y un consumo energético total de 14,976 kWh/día, tanto para la ósmosis inversa como para suministro de agua de mar y almacenamiento de agua desalada.

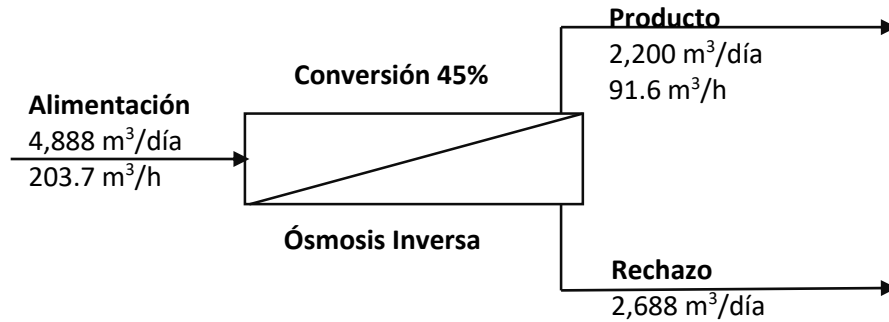


Figura 48. Diagrama de ósmosis inversa, caso de estudio. Elaboración propia

2. Cálculo de la potencia para el suministro de agua de mar

Para el cálculo de la potencia requerida por las bombas para el suministro de agua se utilizó la Ecuación 2 (KSB, 2005).

$$\text{Potencia Hidráulica (kW)} = \frac{Q \cdot H \cdot \rho \cdot g}{100 \cdot e_b \cdot e_m} \quad (2)$$

Donde:

Q es el caudal a de conducción (m^3/s)

H es la cabeza de la bomba (m)

ρ densidad del agua de mar (kg/m^3)

g aceleración de la gravedad (m/s^2)

e_b eficiencia de la bomba

e_m eficiencia del motor

Para el caso de estudio se toman las características de una bomba de 100 m³/h (Figura 49) del proveedor, con lo cual se obtiene:

$$\text{Potencia Hidráulica (kW)} = \frac{1000}{3600} \cdot 63 \cdot 1027 \cdot 9.81$$

$$\text{Potencia Hidráulica} = \frac{1000 \cdot 63 \cdot 1027 \cdot 9.81}{3600 \cdot 100 \cdot 0.77 \cdot 0.90}$$

$$\text{Potencia Hidráulica} = 25.44 \text{ kW}$$

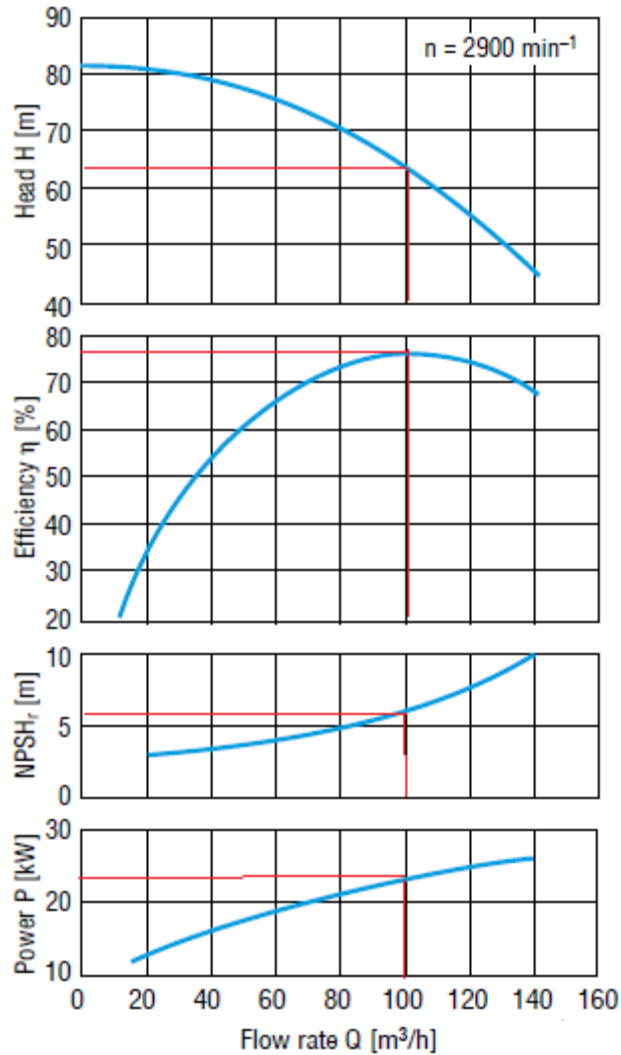


Figura 49. Curva para una bomba operando a diferentes caudales (KSB, 2005)

Al dividir la potencia de la bomba entre el caudal (100 m³/h) se obtiene un consumo específico de 0.25 kW/m³ por hora de agua bombeada. El balance de materia (Figura 48) muestra que se requieren dos bombas para el suministro de agua y una para el almacenamiento de agua producto, con lo cual se tiene un consumo requerido total de 0.76 kWh/m³. El resumen del cálculo se presenta en la Tabla 19.

Las características de la bomba seleccionada (flujo, cabeza y eficiencia) se toman de la curva presentada en la Figura 49. Se considera una eficiencia del motor del 90% (Bureau of energy efficiency India, 2021). En la Tabla 20 se resume el consumo energético de la planta de OI caso de estudio.

Tabla 19. Potencia para el suministro de agua de mar. Elaboración propia

Potencia para el suministro de agua de mar	
Caudal (Q) entrada	203.7 (m ³ /h)
Característica de la bomba	
Flujo (Q)	100 (m ³ /h)
Densidad agua de mar	1027 (kg/m ³)
Cabeza (H)	63 (m)
Eficiencia	0.77
aceleración de la gravedad (g)	9.81 (m/s ²)
eficiencia del motor	0.9
Potencia de la bomba	25.44 (kW)
Potencia específica	0.25 (kWh/m ³)
Potencia 2 bombas de extracción	0.51 (kWh/m ³)
Potencia 1 bomba distribución/almacenamiento	0.25 (kWh/m ³)
Potencia Total	0.76 (kWh/m ³)

Tabla 20. Consumo energético de la planta de OI caso de estudio. Elaboración propia

Características de la planta de OI	
Producción de agua desalada	2,200 m ³ /día
Conversión	45%
Caudal de entrada	4889 m ³ /día
Consumo energético OI	2.3 kWh/m ³
Consumo sistema de bombeo	0.76 kWh/m ³
Consumo energético total	3.06 kWh/m ³

3. Irradiación y características meteorológicas del lugar

Para obtener la irradiación solar incidente, se utilizaron las tablas de datos que se encuentran en la aplicación PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System – European Commission, Joint Research Center).

De acuerdo con la ubicación de nuestro caso de estudio, se obtuvieron los siguientes datos de la plataforma.

Ubicación: Los Cabos, Baja California Sur

Latitud: 22°53'28.9"N, 109°59'33.5" O

Inclinación sugerida de los módulos: 30°

Inclinación óptima (PVGIS, 2019) de los módulos: 22°

En la Tabla 21 se muestran la irradiación solar incidente para el lugar seleccionado.

Tabla 21. Irradiación solar incidente en Los Cabos, BCS (2015). Elaboración propia con información de (PVGIS, 2019)

Mes	Hm a 30° (kWh/m²mes)	Hd a 30° (kWh/m²día)	Hm a 22° (kWh/m²mes)	Hd a 22° (kWh/m²día)
Enero	141.72	4.57	135.88	4.38
Febrero	198.41	7.09	192.04	6.86
Marzo	211.17	6.81	210.96	6.81
Abril	190.9	6.36	196.5	6.55
Mayo	185.69	5.99	195.69	6.31
Junio	176.69	5.89	189.29	6.31
Julio	181.45	5.85	192.75	6.22
Agosto	186.78	6.03	194.05	6.26
Septiembre	177.21	5.91	178.87	5.96
Octubre	196.15	6.33	191.69	6.18
Noviembre	177.86	5.93	170.37	5.68
Diciembre	166.67	5.38	158.04	5.10
Promedio	182.56	6.01	183.84	6.05

Hm=Irradiación solar mensual

Hd=Irradiación Solar diaria

Para este caso de estudio se tomará un valor de hora solar pico (HSP) de 6.01 h, que corresponde al promedio anual. Se eligió la inclinación de 30° debido a que los datos de HSP son más precisos entre sí en los diferentes meses del año.

4. Cálculo de la potencia fotovoltaica

La potencia fotovoltaica se refiere a la potencia de diseño del sistema de paneles, para lo cual se toma el consumo energético diario estimado en el punto número 1 (14,976kWh), dividido entre la hora solar pico (6.01h), como se observa en la Ecuación 3.

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{\text{Consumo diario}}{\text{Hora solar pico}} \quad (3)$$

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{14,796 \text{ kWh}}{6.01\text{h}} = 2,491.38 \text{ kW}$$

La potencia fotovoltaica del sistema es de 2,491.83 kW; es decir, casi 2.5 MW. Es posible cubrir esta demanda con módulos fotovoltaicos; sin embargo, debido a la naturaleza de la energía solar y demás fuentes renovables, es necesario contar con un sistema de respaldo. En este caso se opta por proponer un sistema fotovoltaico conectado a la red debido a que un sistema fotovoltaico aislado con baterías no es viable en este caso por la dimensión del proyecto; así mismo, se pretende evitar impactos ambientales por las baterías.

Bajo este criterio se elige un sistema conectado a la red, con una potencia de 500 kW, lo que representa suministrar, mediante energía solar FV, 20% de la energía requerida por la planta de OI.

Se elige suministrar 20% de la energía requerida tomando en cuenta los criterios mediante los cuales el CENACE establece las características específicas de la

infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga (CENACE, 2015).

Los criterios establecidos por el CENACE toman en cuenta el Manual para la interconexión de centrales eléctricas y centros de carga mayores a 0.5 MW publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de febrero de 2018.

Dichos criterios indican que el solicitante para la interconexión debe además solicitar estudios para identificar refuerzos y mejoras que se tengan que hacer en la Red Nacional de Transmisión (RNT) o en las Redes Generales de Distribución (RGD).

Los costos de los estudios, refuerzos y mejoras van por cuenta del solicitante. Estos requisitos y estudios encarecerían bastante el proyecto, generarían incertidumbre y hacen el proyecto dependiente de las decisiones del CENACE frente a las energías renovables, situación que como se ha visto últimamente, es fuertemente dependiente de otros mercados, como el de hidrocarburos, así como situaciones políticas, sociales y de salud, como fue el caso de la pandemia que inició a principios del año 2020.

5. Selección y cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Antes de realizar el cálculo de la planta fotovoltaica es necesaria la selección de los módulos FV a instalar, con cuyas características técnicas se realizará el diseño fotovoltaico. En la Tabla 22 se presentan dichas características.

Tabla 22. Características técnicas de los módulos fotovoltaicos seleccionados (*3e Instalaciones, 2021*)

JAM72S20-450/MR	
Potencia máxima (Wp)	450 W
Tensión máxima de potencia	41.52 V
Corriente cortocircuito (Isc)	11.36 A
Tensión circuito abierto (Voc)	49.7 V
Corriente de operación opt. (Imp)	10.84 A
Tensión de operación opt. (Vmp)	41.52 V
Tipo de células	Monocristalinas
Peso	25 kg
Dimensiones	
largo	2.2 m
ancho	1.52 m
Eficiencia (conversión radiación-electricidad)	20%
* eficiencia del sistema por condiciones atmosféricas (temperatura, nubosidad)	82%

La cantidad de módulos requeridos y el área necesaria para su instalación dependerá del tipo y características particulares de los módulos seleccionados. El cálculo del número de módulos se estima con la Ecuación 4.

$$\text{Número de módulos} = \frac{\text{Potencia Fotovoltaica instalada}}{\text{Potencia pico del módulo} \cdot \text{Eficiencia del sistema}} \quad (4)$$

La eficiencia del sistema es la potencia que realmente entregará el módulo respecto a la potencia en las condiciones estándares. Esta eficiencia considera pérdidas y por las condiciones atmosféricas como son nubosidad, coeficientes de temperatura del módulo, así como por la orientación final de los módulos instalados y cableado. Este factor de eficiencia se encuentra entre 0.78 y 0.84 (De la Peña, 2021), el NREL

recomienda un factor de 0.77 (cceeea , 2021). En este trabajo se tomará un valor de 0.77, con lo cual el número de módulos queda:

$$\text{Número de módulos} = \frac{500\text{kW}}{0.450\text{kW} \cdot 0.77} = 1,443 \text{ módulos}$$

Al hacer el ajuste de los módulos con el inversor, como se explicará más adelante, la cantidad final de módulos queda en 1440.

6. Selección de los inversores

Los inversores se van a seleccionar con base a la potencia requerida para cubrir la necesidad. En instalaciones fotovoltaicas industriales se recomienda dividir el sistema en múltiples inversores para poder hacer mantenimiento por secciones y tener un sistema más seguro, ya que, en caso de fallar algún inversor, no se verá afectada toda a producción. En este trabajo se eligen 5 inversores de 80 kW, debido a que el proveedor del equipo asegura un funcionamiento de cada inversor hasta de un 25% por arriba de su potencia nominal, cubriendo así 5 inversores los 500kW requeridos. En la Tabla 23 se presentan las características de los inversores seleccionados.

Tabla 23. Características de los inversores (*3e Instalaciones, 2021*)

SOLIS 80K-5G-US	
Entrada (CC)	
Voltaje Máximo de entrada	1000 V
Corriente máxima de cortocircuito	40 A
Corriente máxima	26 A
Número de cadenas de entrada	18
Número de MPPT	9

Salida	
Potencia (ca) nominal	80 kW
Potencia (ca) de salida máxima	80 kW
Corriente máxima de salida	96.2 A
Cantidad de inversores requeridos	5

7. Arreglo Fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico se refiere al acomodo de los módulos en serie y paralelo para su acoplamiento con los inversores, de acuerdo con sus características técnicas.

Para organizar el arreglo tomamos como base el arreglo de un solo inversor con los módulos.

Para asignar la cantidad de módulos a cada inversor se divide la cantidad de módulos en total (1440) entre los inversores requeridos (5), lo cual indica que se acomodarán 288 inversores en cada inversor, cada uno con 9 entradas (MPPT); es decir, al dividir los $288/9$ obtenemos la cantidad de módulos en cada entrada (32).

Los 32 módulos de cada MPPT se acomodan en 2 series en paralelo que contienen 16 módulos cada una (Figura 50).

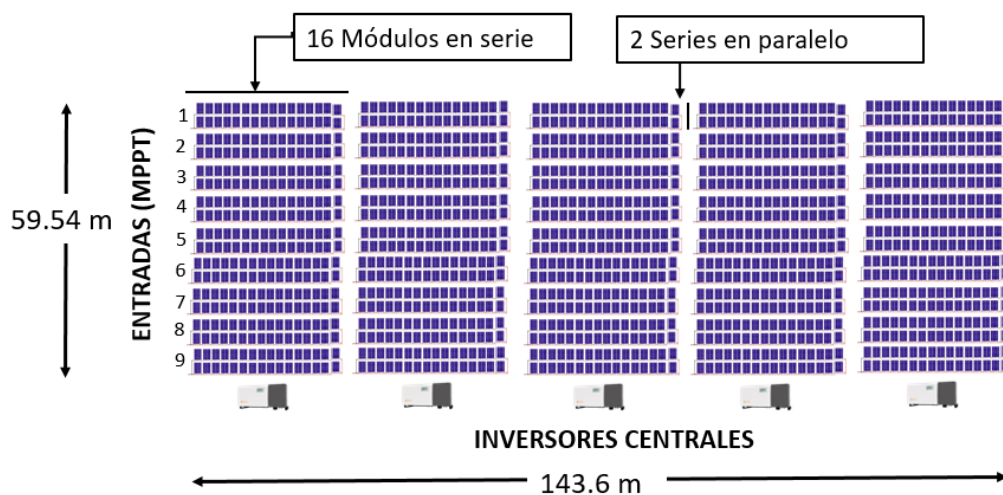


Figura 50. Arreglo del sistema Fotovoltaico. Elaboración propia

Se corrobora que las condiciones eléctricas del sistema inversor-módulos (potencia máxima, tensión máxima y corriente) no excedan las condiciones del inversor para asegurar su funcionamiento. En la Tabla 24 se muestran las características de un inversor con su arreglo de módulos.

Tabla 24. Características del arreglo inversor-módulos. Elaboración propia

	Inversor	Módulo	Arreglo inversor-módulos
Potencia máxima (W)	100000	450	100000
Tensión máxima (V)	1000	49.7	745.5
Corriente cortocircuito (Isc)	40	11.36	22.72

8. Área mínima requerida

Para calcular el área requerida para la instalación fotovoltaica se debe considerar tanto el área que ocupan los módulos fotovoltaicos, así como el espacio que se debe dejar entre los mismos para evitar las sombras entre sí.

Para realizar el cálculo de la distancia mínima entre módulos se toma en cuenta las dimensiones de estos, el ángulo de inclinación β , así como la latitud del lugar (Ecuación 5 y Figura 51).

$$d = \frac{h}{\tan(61-\text{latitud})} \quad (5)$$

Donde:

d es la distancia mínima entre los módulos y

h es la altura máxima del módulo respecto a la horizontal

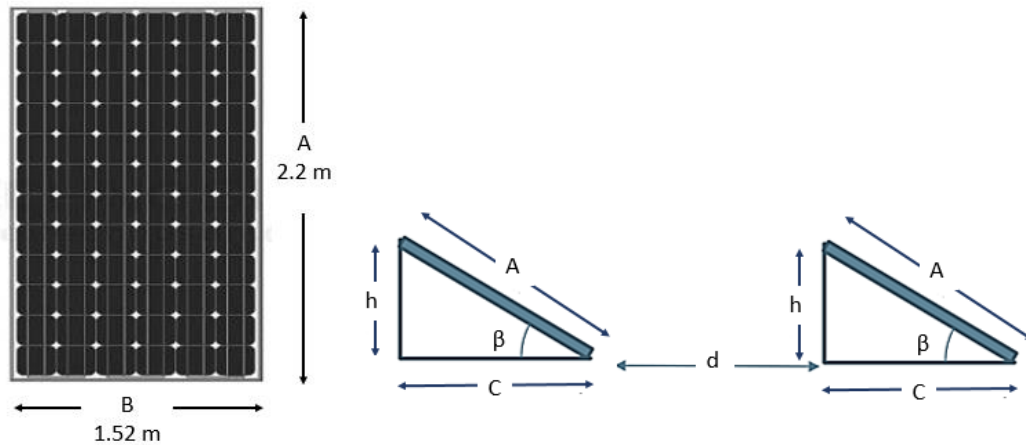


Figura 51. Dimensiones e inclinación de los módulos fotovoltaicos (*3e Instalaciones, 2021*)

La ecuación antes descrita representa la distancia mínima que deberían tener los módulos en el día con más sombras, que corresponde al 21 de diciembre. Esta distancia representa la distancia entre los extremos de los módulos conectados en paralelo. Los resultados del área mínima requerida se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Área requerida para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Elaboración propia

DIMENSIÓN	VALOR
largo del módulo (A)	2.2 m
ancho (B)	1.52 m
ángulo de inclinación β	30°
altura (h)	1.1 m
latitud	22.89 N
distancia mínima (d)	1.4 m
proyección del módulo C	1.9 m
Longitud requerida por módulo	3.3 m
Longitud total (18 filas)	59.54 m
Ancho total (16 módulos)	143.6 m
Área total (evitando sombras)	8,550 m ²

La longitud requerida por cada módulo se determina con la suma de la distancia mínima (d) más la proyección horizontal del módulo (C), lo cual da como resultado

3.3 m. La longitud del terreno es la longitud requerida por cada módulo multiplicada por 18 series de estos, como se puede observare en la Figura 50.

El ancho del terreno se estima multiplicando el ancho de cada módulo por los 16 módulos conectados en serie, por los 5 bloques de módulos, dejando un espacio adicional entre cada módulo y bloque de módulos para su acomodo y fácil acceso.

Las dimensiones mínimas del área requerida se muestran en la Figura 50, el dibujo es ilustrativo y no se encuentra a escala.

9. Potencia anual del sistema

Una vez teniendo el consumo energético específico por m^3 de agua a desalar, así como la capacidad de la planta de ósmosis inversa y las HSP promedio en los diferentes meses del año, se procede a realizar un estimado de la generación total en el primer año de operación de la planta fotovoltaica.

En la Tabla 26 se muestra una generación en el primer año de más de 1GWh/año.

Tabla 26. Generación anual del sistema Fotovoltaico caso de estudio. Elaboración propia

Mes	Días /mes	Hd a 30° (kWh/m ² /día)	Generación (kWh/mes)
Enero	31	4.57	70688
Febrero	28	7.09	99054
Marzo	31	6.81	105335
Abril	30	6.36	95202
Mayo	31	5.99	92652
Junio	30	5.89	88166
Julio	31	5.85	90486
Agosto	31	6.03	93271
Septiembre	30	5.91	88466
Octubre	31	6.33	97911
Noviembre	30	5.93	88765
Diciembre	31	5.38	83217
Total Anual (kWh/año)			1,093,211

Finalmente, en la Tabla 27 se resumen las características técnicas del diseño fotovoltaico para la planta caso de estudio de ósmosis inversa de 2,200 m³/día en el municipio de Los Cabos, BCS.

Tabla 27. Diseño fotovoltaico para la planta caso de estudio OI+FV de 2,200 m³/día en Los Cabos, BCS.
Elaboración propia

Consumo energético diario	14,976 kWh
Potencia Fotovoltaica Requerida	2,491.83 kW
Potencia Fotovoltaica Instalada	500 kWp
% de energía cubierta	20%
Potencia del módulo	450 W
Cantidad de módulos	1,440
Potencia del inversor	80 kW
Cantidad de inversores	5
Área de módulos	4,815 m ²
Área total mínima requerida (evitando sombras)	8,550 m ²

Conclusiones

La investigación en este capítulo permite demostrar que los sistemas Ósmosis Inversa + Energía Fotovoltaica son una tecnología madura, se observa que se han instalado varias plantas a nivel mundial; sin embargo, estos sistemas han sido rentables para capacidades menores a 50 m³/h. La desalación con energía solar fotovoltaica a gran escala es todavía un reto.

En el municipio de Los Cabos, en BCS se demanda una gran cantidad de agua dulce, razón por la cual, en este trabajo se hizo el análisis técnico para el dimensionamiento de una planta fotovoltaica para un sistema ósmosis inversa de 2,200 m³/día.

Se dimensionó una planta fotovoltaica de 0.5MW, con la cual el 20% de la energía requerida por la planta de OI se cubre con energía limpia. Los resultados muestran que técnicamente es posible, el diseño propuesto requiere 1440 módulos fotovoltaicos de 450 W, en un espacio mínimo de 8,550 m², con una producción de más de 1GW anual.

En el siguiente capítulo se procederá a hacer la evaluación económica de dicha planta FV para determinar la rentabilidad del sistema y posteriormente, mediante un análisis de sensibilidad, comparar diferentes alternativas de diseño y de factores externos que permitan encontrar el escenario más más óptimo, tanto desde el punto de vista económico, ambiental y social, para considerar proyectos de este tipo en el municipio, presentando una alternativa a la problemática energética y de abastecimiento de agua potable en el estado de Baja California Sur.



Capítulo 3

Evaluación Económica

En este capítulo se realiza la evaluación económica y financiera del proyecto, se estiman los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como los ingresos correspondientes, esto con la finalidad de determinar la rentabilidad del proyecto. Se calcula el periodo de recuperación de la inversión (PER), el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

En el análisis económico evalúa costos y ganancias desde la perspectiva de la sociedad como un todo, tomando en cuenta su contribución social y ambiental, para ello se analiza el impacto de la propuesta en la sociedad, así como la mitigación en las emisiones de CO₂ hacia la atmósfera.

3.1 Costos de Inversión

Para poder materializar un proyecto se requiere, como paso inicial, realizar ciertas inversiones. El capital necesario para la compra de las instalaciones de la planta es la Inversión Fija de Capital; el capital necesario para la operación es el Capital de Trabajo. La suma de la Inversión Fija de Capital y el Capital de Trabajo es la Inversión Total de Capital (Torres, 2016).

La Inversión Fija de Capital puede ser subdividida en costos directos e indirectos (Peters & Timmerhaus, 1991).

Costos directos. Representan el capital necesario para la instalación del equipo de proceso y materiales auxiliares que son necesarios para su funcionamiento, como son equipo, instrumentos, tubería, etc.

Costos indirectos. Son aquellos que no están relacionados directamente con la operación del proceso. Estos componentes incluyen administración, transporte, envíos e instalaciones; trabajos de ingeniería, supervisión, entre otros.

Para el caso de proyectos llave en mano de parques fotovoltaicos, la inversión fija comprende los siguientes elementos (DGEA & GIZ, 2018).

1. Módulos Fotovoltaicos
2. Inversores
3. Estructuras de Soporte (acero y hormigón)
4. Obras Eléctricas (Estación de control, sistemas de protección, tendido, etc.)
5. Construcción, instalación y puesta en marcha de la planta

Reinversiones. Además de considerar las inversiones iniciales para la operación del proyecto, es importante considerar las inversiones que deben realizarse o remplazos para conservar el funcionamiento normal de la planta, así como las nuevas inversiones que se tengan por ampliación (Rodiles, 2019), para lo cual

es necesario elaborar calendarios de reinversión de equipos (maquinaria, herramienta, vehículos, mobiliario, etc.) durante la vida del proyecto.

3.1.1 Costos de Inversión Fija de la Plata FV caso de estudio

La propuesta que se hace en el caso de estudio del presente trabajo consiste en revisar la factibilidad de suministrar, con energía solar fotovoltaica, el 20% de la energía que consumiría una planta de Ósmosis Inversa de 2,200 m³/día. Por este motivo, la evaluación económica corresponde a la planta fotovoltaica, la inversión de la planta de OI se encuentra fuera del alcance de este proyecto.

Otro aspecto importante que se tomó en cuenta en esta primera evaluación es el área considerada para la colocación de los módulos fotovoltaicos, la cual debe ser mayor a 8,550 m². Esta área requerida se considera perteneciente a la planta de OI, por lo que en esta evaluación no se considera adquisición de terreno adicional para la instalación de los módulos.

Para darnos una idea de la dimensión del área requerida, ésta se compara con el área que ocupa la planta municipal desaladora mediante ósmosis inversa instalada en Los Cabos, la cual tiene una superficie aproximada de 10,375 m² (Figura 52).

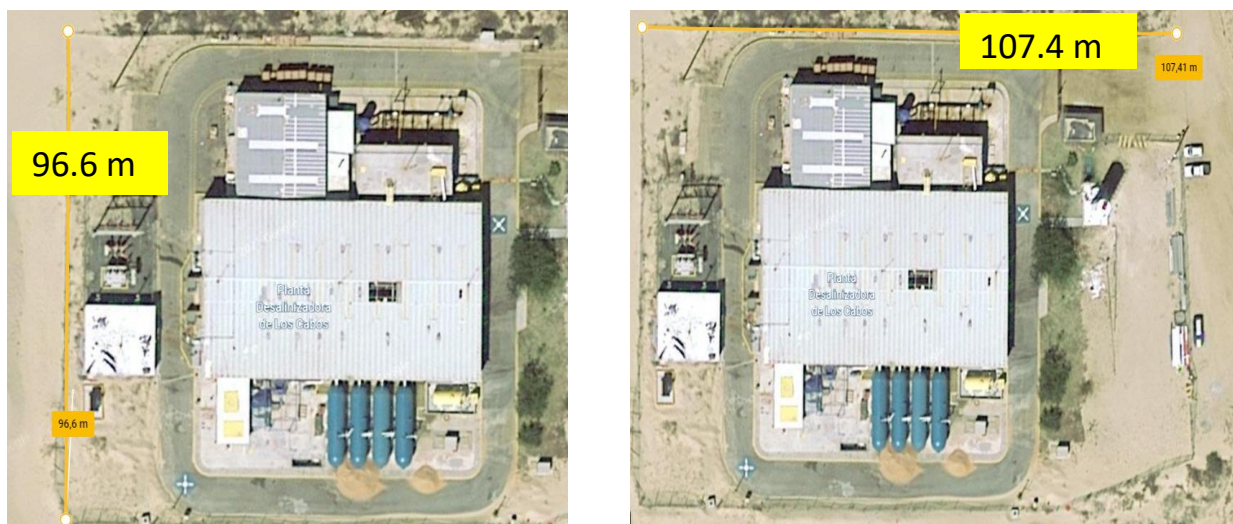


Figura 52. Área de terreno ocupada por una planta desaladora mediante OI en Los Cabos, BCS. Fuente: Google Earth, 2021.

Para estimar los costos de inversión de la planta solar FV, se recurrió directamente a la cotización de los módulos fotovoltaicos, inversores, soportes, cableado y materiales auxiliares para su correcta instalación.

En el presupuesto elaborado por el proveedor se incluye tanto los costos directos como los indirectos e instalaciones en sitio. El presupuesto es elaborado a junio de 2021, por lo que no será necesario utilizar índices de costo para actualizar los precios.

Para este caso particular, los costos del capital de trabajo se consideran cero, debido a que la materia prima (recurso solar) no tiene costo y no se tienen otros insumos cuyo costo sea considerable. El pago de impuestos también es cero al ser los ingresos ahorros en el pago por el consumo de la electricidad.

En la Tabla 29 se presentan los costos de inversión del sistema fotovoltaico con un tipo de cambio de 19.96 pesos (Banco de México, 2021).

Tabla 28. Costo de Inversión Fija de la planta Fotovoltaica. Elaboración propia

	Importe (USD) 2021	Unidades	Importe total USD	Importe total MXN
Inversores	\$ 3,590.48	5	\$ 17,952.40	\$ 415,662.69
Paneles solares	\$ 152.55	1440	\$ 219,672.00	\$ 5,086,197.62
Soportes			\$ 75,000.00	\$ 1,736,520.00
		Subtotal elementos principales	\$ 312,624.40	\$ 7,238,380.31

Construcciones, flete e instalación* (30% de elementos principales)			\$ 93,787.32	\$ 2,171,514.09
Instalaciones electromecánicas conexas, estación de control, sistemas de protección (10% de elementos principales)			\$ 31,262.44	\$ 723,838.03
Certificados de cumplimiento			\$ 11,623.25	\$ 232,000.00

		Subtotal eléctrico y civil	\$ 136,673.01	\$ 3,164,472.12
Margen al contratista (20% de elementos principales)			\$ 62,524.88	\$ 1,447,676.06
INVERSIÓN TOTAL CON IVA			\$ 511,822.29	\$11,850,528.49

Como se observa, el proyecto tiene una inversión de \$11,850,529, lo que corresponde a una única inversión inicial, es decir, no se consideran reinversiones adicionales.

3.2 Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

Además de la inversión realizada, dentro de la evaluación económica de proyectos, es necesario incluir aquellos costos en los que se incurre para la operación de la planta, así como costos de mantenimiento y costos administrativos.

Los costos de operación se pueden dividir en Costos Fijos y Costos Variables (Rodiles, 2019).

Los Costos de Operación Fijos son aquellos costos directamente relacionados con la generación de productos o servicios y que independientemente del volumen de producción, siempre serán los mismos, como son:

- Mano de obra directa
- Refacciones de la maquinaria
- Mantenimiento
- Energía eléctrica

Los costos de operación variables son aquellos costos directamente relacionados con la generación de productos o servicios y que aumentan o disminuyen en función directa al volumen de producción:

- Materia prima e insumos
- Mano de obra directa
- Energía eléctrica
- Agua

Los costos Administrativos en proyectos de inversión son todos aquellos relacionados con la administración de la empresa en su conjunto, incluye: sueldos y salarios, útiles de oficina y papelería, rentas, gastos de representación, seguros, etc. En este trabajo se consideran los gastos administrativos dentro de los costos de operación y mantenimiento (OM&A).

3.2.1 Costos de OM&A en proyectos Fotovoltaicos

Los costos de Operación y Mantenimiento de una planta Solar Fotovoltaica son considerados fijos y no presenta costos variables (DGEA & GIZ, 2018)

Se identifican tres principales enfoques de mantenimiento: preventivo, correctivo y mantenimiento basado en la condición.

Mantenimiento preventivo: Abarca la rutina inspección y mantenimiento de los equipos.

Mantenimiento correctivo o reactivo: Abarca las necesidades de reparación del equipo y las averías después de su ocurrencia y, como tal, se instituye para mitigar el tiempo de inactividad no planificada.

Mantenimiento basado en la condición: Utiliza datos en tiempo real para priorizar y optimizar el mantenimiento los diferentes elementos de la instalación, con base a los resultados del sistema de monitoreo “online”.

En la Tabla 29 se presentan las principales tareas para la operación y mantenimiento de una planta Fotovoltaica (DGEA & GIZ, 2018).

Tabla 29. Principales elementos de la Operación y Mantenimiento de una Planta Fotovoltaica (DGEA & GIZ, 2018)

Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Correctivo	Mantenimiento basado en la Condición
Limpieza de módulos FV	Monitoreo “onsite”	Monitoreo activo: opciones remotas y en sitio
Drenaje de agua	Reparación crítica de fallas	Aplicación de la garantía
Control de la vegetación	Reparaciones menores	Reemplazo del equipo
Prevención de vida silvestre	Garantía de cumplimiento	
Adquisición de los sistemas de monitoreo de datos		
Mantenimiento del sistema de generación de energía (por ejemplo, mantenimiento del inversor)		

A continuación, se describen las principales tareas para el mantenimiento preventivo de una planta Fotovoltaica.

- **Mantenimiento general del sitio:** Incluye tareas como señalización de seguridad, vallado, gestión de agua/desechos, entre otras actividades.

- **Cableado/inspección eléctrica:** El cableado y las conexiones eléctricas de una planta fotovoltaica se deben analizar con inspecciones tanto visual como térmica. Así mismo, se debe controlar la tensión a circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}).

Los escaneos térmicos han demostrado ser efectivos en la identificación de posibles problemas. Para esto se utiliza una pistola infrarroja que analice periódicamente (anualmente) cada módulo.

- **Lavado de módulos y control de la vegetación y fauna silvestre:** El lavado de módulos dependerá de la región donde se instalen, frecuencia de polvo y en general de la exposición a la suciedad. En climas húmedos y cálidos se debe tomar en cuenta el control de la vegetación de crecimiento rápido en la planta y su acceso, así como la prevención de la fauna silvestre.
- **Mantenimiento de la estructura de soporte:** Las tareas de mantenimiento son menores y están enfocadas a revisar la corrosión de las estructuras.
- **Repuestos:** Los repuestos más importantes a considerar en una planta fotovoltaica son elementos como fusibles, contactos, cableado, interruptores, partes del inversor (placas de circuitos, filtros, ventiladores, etc.).

3.2.2 Costos de OM&A de la Planta FV caso de estudio

Los costos de Operación y Mantenimiento de la planta propuesta en este trabajo contemplan las actividades descritas en la sección anterior.

Los análisis de proyectos de energía fotovoltaica indican que los costos de OM&A anuales representan de 1% a 5% del costo total de inversión (DGEA & GIZ, 2018). En este trabajo se considerará costos de operación y mantenimiento de 5% anual

respecto al costo de inversión. Para los costos administrativos se tomará el valor de 1% anual.

Los costos de OM&A se presentan en la Tabla 30 tomando un horizonte de operación de la planta de 20 años.

Tabla 30. Costos de OM&A del caso de estudio. Elaboración propia

INVERSIÓN TOTAL (MXN) \$ 11,850,529		Anual (MXN)	Total (MXN) En 20 años
COSTOS DE O&M FIJOS (MXN)	5%/inversión total	\$ 592,526.42	\$ 11,580,529.50
COSTOS DE ADIMIN. (MXN)	1%/inversión total	\$ 118,505.28	\$2,370,105.70

3.3 Ingresos

En esta parte de la evaluación económica es importante mencionar que los ingresos correspondientes a la generación eléctrica mediante la Planta Fotovoltaica representan en realidad un ahorro económico que se tendrá en el pago de la electricidad a CFE (en adelante se utilizará en término ingreso y ahorro de manera indistinta); es decir, la energía generada será para autoconsumo y no para venta.

Para hacer el cálculo del ahorro anual por el consumo de electricidad necesitamos determinar dos aspectos importantes: la generación anual de la Planta Fotovoltaica y, por otro lado, conocer las tarifas eléctricas que pagan las industrias en el municipio de Los Cabos, BCS.

3.3.1 Tarifas Industriales de electricidad en Los Cabos

Para conocer el costo por el consumo de energía eléctrica (\$/kWh) de la Planta de Ósmosis inversa, se recurrió a la página de la CFE, donde nos muestra las tarifas correspondientes a cada sector (CFE, 2021).

Las tarifas DIST (Demanda Industrial en Subtransmisión), aplicables a las industrias, tienen costos horarios; es decir, presentan diferentes costos en diferentes momentos del día; así mismo, los precios se clasifican dentro de dos periodos del año. El primer periodo corresponde del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre (al cual se le llamará periodo primavera-verano). El segundo periodo es del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril (periodo otoño- invierno).

Durante el día se tienen tres costos de electricidad (Base, Intermedio y Punta), dependiendo de la hora del día.

En las Tablas 31 y 32 se presenta los horarios de las tarifas Base, Intermedia y Puntas para los dos periodos del año.

Tabla 31. Horarios de tarifas Industriales en BCS. Periodo primavera-verano (CFE, 2021)

Tarifas DIST CFE, Región: Baja California Sur			
Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
Lunes a viernes		0:00-12:30 22:30-24:00	12:30-22:30
Sábado		0:00-19:30 22:30-24:00	19:30-22:30
Domingo y festivo		0:00-24:00	

Tabla 32. Horarios de tarifas Industriales en BCS. Periodo otoño-invierno (CFE, 2021)

Tarifas DIST CFE, Región: Baja California Sur			
Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril			
Día de la semana	Base	Intermedia	Punta
Lunes a viernes	0:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00	
Sábado	0:00-18:00 21:00-24:00	18:00-21:00	
Domingo y festivo	0:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00	

Para este trabajo se toman las tarifas comprendidas en el horario donde se tiene mayor radiación solar, ya que es el horario en que los módulos FV estarían trabajando.

Para el periodo de abril a octubre en un horario de 0:00 a 12:30 se tienen las tarifas Intermedia de lunes a viernes, y de 12:30 a 22:30 se tienen las tarifas Punta (Tabla 31).

Para los meses de noviembre a marzo, de 0:00 a las 18:00 se tienen las tarifas Base de lunes a viernes (Tabla 32).

Se revisaron las tarifas disponibles en la página de CFE, la cuales corresponden de los años 2018 a 2021. En estos años no se observó variación significativa, por lo que se toman las tarifas del año 2020 por ser el más reciente (Tabla 33).

Tabla 33. Tarifas Industriales en BCS (CFE, 2021)

	Tarifas DIST CFE. Los Cabos, BCS											
	2018			2019			2020			2021		
	B (\$/kWh)	I (\$/kWh)	P (\$/kWh)	B (\$/kWh)	I (\$/kWh)	P (\$/kWh)	B (\$/kWh)	I (\$/kWh)	P (\$/kWh)	B (\$/kWh)	I (\$/kWh)	P (\$/kWh)
Enero	1.122	1.404		2.000	2.541		2.007	2.550		1.885	2.390	
Febrero	1.296	1.441		1.987	2.525		1.993	2.532		1.897	2.405	
Marzo	1.360	1.714		2.023	2.571		2.005	2.547		1.901	2.410	
Abril	1.868	2.617		2.016	2.562	3.614	2.017	2.562	3.613	1.965	2.493	3.511
Mayo		2.054	2.886		2.609	3.681	1.997	2.537	3.576	1.974	2.505	3.528
Junio		2.242	3.157		2.618	3.695	1.979	2.514	3.544	2.043	2.594	3.656
Julio		2.531	3.574		2.623	3.702	1.937	2.458	3.463	2.021	2.566	3.615
Agosto		2.860	4.047		2.604	3.674	1.910	2.424	3.414			
Septiembre		3.224	4.571		2.552	3.599	1.861	2.360	3.322			
Octubre		3.217	4.561	1.969	2.501	3.526	1.861	2.360	3.322			
Noviembre	2.467	3.149		1.967	2.499	-	1.862	2.360				
Diciembre	1.997	2.539		1.966	2.498	-	1.859	2.358				
Promedio Prim. -ver.		2.678			2.581			2.962			2.540	
Promedio otoño-inv.	1.685			1.993			1.943			1.912		

B=Tarifa Base
I=Tarifa Intermedia
P=Tarifa Punta

La tarifa que se toma en este trabajo es un promedio de las tarifas Intermedia y Punta para los meses de abril a octubre y un promedio de las tarifas Base para los meses de septiembre a marzo.

El promedio ponderado por los meses de aplicación de estas dos tarifas en el año 2020 es la tarifa que utilizará (2.35 \$/kWh). El cálculo se muestra a continuación (Ecuación 6).

$$\text{Tarifa anual} = (\text{Tarifa promedio octubre-abril}) \cdot (0.60) + (\text{Tarifa promedio mayo-septiembre}) \cdot (0.40) \quad (6)$$

$$\text{Tarifa anual} = (1.943) \cdot (0.60) + (2.962) \cdot (0.40) = 2.35 \text{ \$/kWh}$$

3.3.2 Potencia Anual Generada

En la sección 2.5.1 del capítulo 2 se calculó una generación de 1,093,211 kWh en el primer año de operación de la Planta Fotovoltaica. La ficha técnica de los módulos utilizados en el diseño de la Planta indica que éstos tienen una degradación anual lineal del 0.55%, por lo cual, considerando este desgaste, se calculará la generación anual dentro del horizonte de los 20 años de operación de la planta.

Con la tarifa de 2.35 \$/kWh, se hace un estimado del ahorro anual. En la Tabla 34 se presenta este cálculo.

Tabla 34. Generación (kWh) e ingreso (ahorro) anual (MXN) de la planta FV. Elaboración propia

Año	Eficiencia por degradación	Generación anual (kWh)	Ingreso (Ahorro) anual (MXN)
1	100%	1,093,211	\$ 2,571,168.20
2	99%	1,087,199	\$ 2,557,026.77
3	99%	1,081,186	\$ 2,542,885.35
4	98%	1,075,173	\$ 2,528,743.92
5	98%	1,069,161	\$ 2,514,602.50
6	97%	1,063,148	\$ 2,500,461.07
7	97%	1,057,135	\$ 2,486,319.65
8	96%	1,051,123	\$ 2,472,178.22
9	96%	1,045,110	\$ 2,458,036.80
10	95%	1,039,097	\$ 2,443,895.37
11	95%	1,033,085	\$ 2,429,753.95
12	94%	1,027,072	\$ 2,415,612.52
13	93%	1,021,059	\$ 2,401,471.10
14	93%	1,015,047	\$ 2,387,329.67
15	92%	1,009,034	\$ 2,373,188.25
16	92%	1,003,021	\$ 2,359,046.82
17	91%	997,009	\$ 2,344,905.40
18	91%	990,996	\$ 2,330,763.97
19	90%	984,983	\$ 2,316,622.55
20	90%	978,971	\$ 2,302,481.12
TOTAL		20,721,821.72	\$ 48,736,493.22

3.4. Métodos de evaluación financiera PR, VPN y TIR

Dentro de la evaluación económica de proyectos, es necesario determinar la conveniencia de asignar o no los recursos al proyecto. Esta apreciación se basa en un conjunto de métodos que tiene por finalidad dar racionalidad económica a las decisiones de realizar o no la inversión (Rodiles, 2019).

Los principales criterios de evaluación son: El periodo de retorno (PR), Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Rendimiento (TIR).

En este trabajo se revisará la factibilidad de realizar el proyecto en función bajo estos tres criterios, definiendo previamente cada uno de ellos.

3.4.1 Período de Recuperación (PER)

El método del periodo de recuperación se refiere a la identificación del número de años que han de transcurrir para que la acumulación del flujo de efectivo esperado iguale a la inversión inicial. Es decir, el objetivo es determinar en cuánto tiempo una inversión generará fondos suficientes para igualar la totalidad de dicha inversión.

Este método es bastante sencillo y rápido; sin embargo, presenta algunas ventajas y desventajas que es necesario tomar en cuenta, las cuales se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Ventajas y desventajas del método del periodo de recuperación (Rodiles, 2019)

Ventajas	Desventajas
Fácil de entender y aplicar	Ignora el valor del dinero en el tiempo
Se ajusta a flujos de efectivo inciertos	Ignora los flujos de efectivo más allá del periodo de recuperación
Sesgado hacia la liquidez	Sesgado contra proyectos a largo plazo, como investigación y desarrollo y nuevos proyectos
	Ignora el costo de oportunidad del proyecto.

El PER es el primer indicador que nos muestra, de manera muy general, la conveniencia o no de llevar a cabo el proyecto del caso de estudio, el cual tiene una inversión de \$11,850,529.

En la Tabla 34 se muestra un ingreso anual aproximado de 2 millones y medio de pesos durante los primeros 5 años del proyecto, dichos ingresos sumados en el año 5 superan el monto de la inversión, como se observa en la Tabla 36.

Tabla 36. Periodo de recuperación de la planta FV. Elaboración propia

Año	Eficiencia por degradación	Generación anual (kWh)	Ingreso (Ahorro) anual (MXN)
1	100%	1,093,211	\$ 2,571,168.20
2	99%	1,087,199	\$ 2,557,026.77
3	99%	1,081,186	\$ 2,542,885.35
4	98%	1,075,173	\$ 2,528,743.92
5	98%	1,069,161	\$ 2,514,602.50
		TOTAL	\$ 12,714,426.75

El periodo de recuperación del proyecto es de 5 años, el cual indica que el proyecto es viable según el método de PER. El periodo de recuperación aceptable para

proyectos de inversión es alrededor de los 5 años (Ortega, 2019). Sin embargo, para proyectos de parques fotovoltaicos el periodo de recuperación puede ser bastante amplio, entre los 10 años y 12 años (cceeea , 2021).

Como se mencionó en párrafos anteriores, el método de PER es un método aproximado para identificar la viabilidad de un proyecto, así como lo es el método de PER descontado. En este trabajo se optó por el PER simple únicamente para obtener una aproximación sencilla de la factibilidad del proyecto utilizando este método.

3.4.1 Valor Presente Neto (VPN)

El método del VPN es el más adecuado para el cálculo de la rentabilidad de la inversión, ya que toma en cuenta todos los flujos de efectivo y considera el valor del dinero en el tiempo.

El valor presente neto de un proyecto de inversión es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto; es una medida de cuanto valor se crea o agrega hoy al efectuar una inversión. En otras palabras, es el remanente neto que obtiene el inversionista, en pesos de hoy, que es el beneficio por haber realizado la inversión (Rodiles, 2019). Matemáticamente, el VPN se calcula mediante la Ecuación 7.

$$VPN = S_0 + \sum_{t=1}^n \left[\frac{S_t}{(1+i)^t} \right] \quad (7)$$

Donde:

VPN = Valor presente neto.

S₀ = Inversión inicial.

S_t = Flujo de efectivo neto del período t.

n = Número de períodos de la vida del proyecto.

i = Tasa de descuento

Un peso hoy vale más que un peso mañana. La tasa de interés o de descuento es el costo de oportunidad del capital invertido, es decir, es la tasa de interés que obtiene como rendimiento el inversionista en otras actividades.

En este trabajo se utiliza una tasa social de descuento utilizada de 10%, que es la tasa autorizada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2015), y que representa el rendimiento mínimo esperado sobre los recursos que aportan las dependencias y entidades en los proyectos de inversión.

El VPN puede asumir un valor positivo, negativo o cero y depende de la tasa de descuento que se utiliza para calcular los equivalentes en el momento cero. En la siguiente Tabla 37 se presenta la interpretación de los valores que puede tomar el VPN.

Tabla 37. Interpretación del VPN (Rodiles, 2021)

VPN > 0
<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto es financieramente atractivo y se debe aceptar.
<ul style="list-style-type: none"> • El dinero invertido en el proyecto rinde una rentabilidad superior a la tasa de oportunidad empleada.
<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto permite obtener una riqueza adicional igual al valor del VPN en relación con la que obtendría al invertir en otra alternativa.
VPN < 0
<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto no es conveniente y se debe rechazar.
<ul style="list-style-type: none"> • La rentabilidad que produce el proyecto es inferior a la tasa de oportunidad empleada.
<ul style="list-style-type: none"> • El proyecto produce una pérdida igual al VPN en comparación con los resultados que se obtendrían en otra alternativa de inversión.
VPN = 0
<ul style="list-style-type: none"> • Es indiferente aceptarlo o rechazarlo.
<ul style="list-style-type: none"> • La rentabilidad que produce es igual a la tasa de oportunidad, o sea, el mismo rendimiento que le produciría otra alternativa de inversión.

3.4.2 Flujo de Efectivo

Como se mencionó anteriormente, el VPN de un proyecto es el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto. El flujo de efectivo es la totalidad de egresos e ingresos a lo largo de vida de un proyecto, por lo que para la evaluación de VPN es necesario tener cuantificado todos los egresos e ingresos del proyecto y en qué momento se realizan. La estructura del flujo de caja se presenta en la tabla 38.

Tabla 38. Estructura del flujo de efectivo (Rodiles, 2019)

ESTRUCTURA DEL FLUJO DE EFECTIVO
a) (+) INGRESOS
b) (-) COSTOS DE PRODUCCIÓN
c) (-) GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS
d) (-) DEPRECIACIÓN
(=) UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS
e) (-) IMPUESTOS Y PARTICIPACIÓN DE LOS TRABAJADORES EN LAS UTILIDADES
(=) UTILIDAD DESPUÉS DE IMPUESTOS
(+) DEPRECIACIÓN
f) (-) INVERSIONES
g) (+/-) CAMBIOS EN EL CAPITAL DE TRABAJO
h) (+) VALOR DE RESCATE
(=) FLUJO DE EFECTIVO LIBRE

A continuación, se describen cada uno de los elementos del flujo de efectivo y como inciden en el proyecto de la Planta FV objeto de este trabajo.

a) Ingresos

Los ingresos representan la entrada de dinero al proyecto por concepto de ventas de los bienes o servicios prestados. En este proyecto en particular, los ingresos se obtuvieron con el cálculo de la potencia anual generada por la planta FV a la tarifa del cobro de la electricidad para la plata de OI. Los ingresos generados se calcularon en la sección 3.3 de este capítulo y representan un ahorro en el pago de la electricidad.

b) Costos de Producción

Los costos de Producción u Operación se calcularon en la sección 3.2 de este documento, este costo involucra la compra de materia prima e insumos, mano de obra directa, energía eléctrica, mantenimiento, refacciones de la maquinaria, agua, etc.

En este proyecto no se tienen costos por materia prima, energía eléctrica, agua, ni mano de obra directa; los costos considerados son por mantenimiento: refacciones de maquinaria, agua e insumos de limpieza de los módulos fotovoltaicos.

c) Gastos Generales Administrativos y de ventas

Estos gastos corresponden a incobrables e imprevistos, junto con los costos de operación y mantenimiento, se pueden considerar como un porcentaje de la inversión total, entre 1% y 5% (DGEA & GIZ, 2018). Para nuestro caso de estudio se toma 1% de la inversión para estimar los gastos administrativos (no hay ventas).

d) Depreciación

La depreciación es la pérdida de valor de un bien como consecuencia de su desgaste con el paso del tiempo (Vázquez, 2021).

El concepto se relaciona con la contabilidad de un bien. La depreciación contable es una deducción que no representa efectivo, como consecuencia, la depreciación sólo afecta el flujo de efectivo porque influye en la determinación de impuestos.

Los terrenos no se deprecian. Las construcciones tienen una depreciación fiscal anual del 5%, de acuerdo con el artículo 34, fracción I de la Ley de Impuesto Sobre la Renta (Gobierno de México, 2021); así mismo, la Ley menciona, en el mismo artículo 34, fracción XIII, una depreciación del 100% para la maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente (Gobierno de México, 2021).

Como se puede observar en la estructura del flujo de efectivo (Tabla 38), la depreciación se resta para el cálculo de la utilidad antes de impuestos y se vuelve a sumar después de la utilidad después de impuestos, es decir, su función es la deducción de impuestos.

En nuestro caso, aunque algunos elementos se pueden depreciar, al ser los ingresos ahorros en el pago de la electricidad, no se tendrá en sí un ingreso económico físico que genere impuesto y, por lo tanto, no se toma en cuenta depreciación ni pago por participación de los trabajadores en las utilidades (PTU).

f) Inversiones

La inversión, calculada en la sección 3.1, es el capital necesario para la compra de las instalaciones y equipos para la planta. En este proyecto las inversiones principales son la compra de los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras de soporte e instalaciones eléctricas.

g) Cambios en el capital de trabajo

Los recursos empleados por una empresa en particular para hacer frente a compromisos propios de su labor productiva conforman el capital de trabajo.

En términos contables, el concepto de capital de trabajo se refiere a los recursos de capital con los que una empresa determinada puede contar en el corto plazo para operar (Westreicher & Sánchez, 2020). Es decir, aquellos capitales comúnmente utilizados en la actividad económica diaria que la empresa realiza.

La compra de materias primas o el pago de salarios son ejemplos de actividades que requieren de capital de trabajo para que la empresa pueda comenzar a operar.

En nuestro caso de estudio no se requiere de capital de trabajo, ya que no se tiene materia prima que comprar, salarios por pagar ni otras cuentas por pagar (pasivo corriente). Todos los costos de la planta FV se incluyen en la inversión fija de capital y en costos de OM&A.

h) Valor de rescate

El valor de rescate en proyectos de inversión se refiere al valor comercial de los equipos o dispositivos al término de la vida útil del sistema, puede tener un valor económico por la recuperación del terreno, algún equipo o dispositivo en buenas condiciones.

En proyectos Fotovoltaicos se puede obtener rescate de elementos como cables, cajas de conexión, posiblemente inversores (dependiendo del mantenimiento que hayas recibido). Sin embargo, para fines de cálculo, el valor de rescate para un sistema Fotovoltaico conectado a la red se considera cero (INEEL, 2021)

Una vez explicada la estructura del flujo de efectivo utilizada, en la Tabla 39 se muestra su desglose y el VPN obtenido, con una tasa de interés de 10%.

Tabla 39. Flujo de Efectivo y VPN del caso de estudio. Elaboración propia

	Total	Constr. año 1	1	2
Energía producida (kWh)	20,721,821.72		1,093,211.38	1,087,198.72
Precio de Venta (\$/KWh)			\$ 2.35	\$ 2.35
Ingresos (Ahorro)	\$ 48,736,493.22		\$ 2,571,168.20	\$ 2,557,026.77
O&M Variable	\$ -		\$ -	\$ -
O&M Fijo	\$ 11,850,528.49		\$ 592,526.42	\$ 592,526.42
Combustible	\$ -			
Gastos de administración	\$ 2,370,105.70		\$ 118,505.28	\$ 118,505.28
Arrendamiento de terreno (construcción)	\$ -			
Total Costos	\$ 14,220,634.19	-	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71
Inversión		-\$11,850,528.49		
UTILIDAD DE OPERACIÓN (AHORRO)	\$ 34,515,859.03	-	\$ 1,860,136.49	\$ 1,845,995.07
Flujo de efectivo			\$ 1,860,136.49	\$ 1,845,995.07

3	4	5	6	7	8
1,081,186.06	1,075,173.39	1,069,160.73	1,063,148.07	1,057,135.41	1,051,122.74
\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35
\$ 2,542,885.35	\$ 2,528,743.92	\$ 2,514,602.50	\$ 2,500,461.07	\$ 2,486,319.65	\$ 2,472,178.22
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42
\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28
\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71
\$ 1,831,853.64	\$ 1,817,712.21	\$ 1,803,570.79	\$ 1,789,429.36	\$ 1,775,287.94	\$ 1,761,146.51
\$ 1,831,853.64	\$ 1,817,712.21	\$ 1,803,570.79	\$ 1,789,429.36	\$ 1,775,287.94	\$ 1,761,146.51

9	10	11	12	13	14
1,045,110.08	1,039,097.42	1,033,084.75	1,027,072.09	1,021,059.43	1,015,046.77
\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35
\$ 2,458,036.80	\$ 2,443,895.37	\$ 2,429,753.95	\$ 2,415,612.52	\$ 2,401,471.10	\$ 2,387,329.67
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42
\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28
\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71
\$ 1,747,005.09	\$ 1,732,863.66	\$ 1,718,722.24	\$ 1,704,580.81	\$ 1,690,439.39	\$ 1,676,297.96
\$ 1,747,005.09	\$ 1,732,863.66	\$ 1,718,722.24	\$ 1,704,580.81	\$ 1,690,439.39	\$ 1,676,297.96

15	16	17	18	19	20
1,009,034.10	1,003,021.44	997,008.78	990,996.12	984,983.45	978,970.79
\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35	\$ 2.35
\$ 2,373,188.25	\$ 2,359,046.82	\$ 2,344,905.40	\$ 2,330,763.97	\$ 2,316,622.55	\$ 2,302,481.12
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42	\$ 592,526.42
\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28	\$ 118,505.28
\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71	\$ 711,031.71
\$ 1,662,156.54	\$ 1,648,015.11	\$ 1,633,873.69	\$ 1,619,732.26	\$ 1,605,590.84	\$ 1,591,449.41
\$ 1,662,156.54	\$ 1,648,015.11	\$ 1,633,873.69	\$ 1,619,732.26	\$ 1,605,590.84	\$ 1,591,449.41

	Total
Energía producida (kWh)	20,721,821.72
Precio de Venta (\$/KWh)	
Ingresos (Ahorro)	\$ 48,736,493.22
O&M Variable	\$ -
O&M Fijo	\$ 11,850,528.49
Combustible	\$ -
Gastos de administración	\$ 2,370,105.70
Arrendamiento de terreno (construcción)	\$ -
Total Costos	\$ 14,220,634.19
UTILIDAD DE OPERACIÓN (AHORRO)	\$ 34,515,859.03
Flujo de efectivo	
TASA DE DESCUENTO	10%
VALOR PRESENTE NETO	\$2,911,208.50

Como resultado del análisis de ingresos y egresos, vemos que se tiene un VPN positivo, con valor de \$2,911,208.50; es decir, el proyecto es económicamente atractivo, la inversión en la planta Solar FV traerá un ahorro (al día de hoy) de \$2,911,208.50 en el pago de la electricidad que consumiría la planta de OI.

Es importante mencionar que el rendimiento del proyecto es la utilidad total (actual) que se tendría durante sus 20 años de vida, por lo que podemos ver que su rentabilidad es muy sensible; el valor del VPN (0.10) fácilmente puede tomar valores de cero o negativos. Los factores que influyen en las variaciones del VPN se identificarán en el análisis de sensibilidad en el siguiente capítulo.

El resultado positivo del VPN indica que el rendimiento del proyecto es superior a la tasa de interés utilizada para el cálculo del VPN.

En este trabajo se realizará la evaluación financiera considerando el VPN como principal indicador; sin embargo, es importante mencionar que otro método aplicable sería el método de costo anual equivalente, el cual consiste en convertir todos los ingresos y egresos del proyecto en una serie uniforme de pagos (Universidad Nacional de Colombia, 2005).

Un análisis más detallado para la evaluación de proyectos como el presentado en este trabajo sería el método de relación beneficio/costo, el cual, debido a la profundidad del análisis requerido, queda fuera del alcance de esta tesis.

En el análisis de relación Beneficio/Costo se realizan evaluaciones socioeconómicas de análisis costo-beneficio y de costo- eficiencia que justifiquen la realización de proyectos de inversión que consideren realizar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal (Diario Oficial de la Federación de México, 2013).

3.4.2 Tasa Interna de Retorno

La alternativa más importante al método del VPN es la Tasa de Retorno (TIR). El resultado que proporciona la TIR es casi tan cercano al que se puede obtener con el VPN sin que sea en realidad éste.

La ventaja del método de la TIR es que no depende de las tasas de interés que prevalezcan en el mercado de capitales. Esta es la razón por la cual se le denomina tasa interna de rendimiento: la tasa es interna o intrínseca del proyecto y solo depende de los flujos de efectivo del proyecto. Este índice calcula la tasa de interés que producen los dineros que están en el proyecto.

Matemáticamente la TIR es aquella tasa de interés que hace el VPN igual a cero, por lo que, al despejar la tasa de interés en la fórmula del VPN, obtenemos la TIR (ecuación 6). En la Tabla 40 se presenta la interpretación del resultado de la TIR.

Tabla 40. Interpretación de la TIR (Rodiles, 2019)

TIR > i (Tasa de interés de oportunidad)	TIR = i (Tasa de interés de oportunidad)	TIR < i (Tasa de interés de oportunidad)
El proyecto se debe aceptar. El proyecto es viable financieramente porque es superior a la tasa de interés de oportunidad.	Es indiferente aceptar o rechazar el proyecto, porque el inversionista en este proyecto va a obtener la misma rentabilidad, que la tasa de interés de oportunidad.	El proyecto se debe rechazar, porque no alcanza a obtener lo que comúnmente el inversionista logrará en otras inversiones (interés de oportunidad).

En este proyecto el cálculo de la TIR se realizó en la misma hoja de cálculo que el VPN y con los mismos flujos de efectivo, el valor obtenido es de 13.92%. En la Tabla 41 se compra la TIR, el VPN y la tasa de interés de oportunidad.

Tabla 41. VPN y TIR de la planta FV caso de estudio. Elaboración propia

TIR	13.92%
Tasa de interés de oportunidad	10%
VALOR PRESENTE NETO	\$2,911,208.50

Podemos observar que la TIR es mayor que la tasa de oportunidad, esto muestra que el proyecto es viable financieramente; sin embargo, los valores son cercanos (13.92% y 10%), el proyecto queda sensible ante cambios, y como se mencionó anteriormente, se debe analizar las situaciones que harán una TIR igual o menor a la tasa de interés, en cuyo caso el proyecto no sería viable financieramente.

3.5. Beneficios Económico, Ambiental y Social del Proyecto

Una vez que se ha realizado el análisis económico con el cálculo del PER, VPN y TIR, vemos que el proyecto de instalar una planta fotovoltaica a una planta de ósmosis inversa es viable financieramente. El beneficio económico consiste en el ahorro total de casi tres millones de pesos en el pago de la electricidad.

Otro beneficio económico para centrales generadoras de más de 0.5 MW es la posibilidad de venta de Certificados de Energías Limpias (CELs).

Los generadores eléctricos mediante energías limpias tienen la posibilidad de venta de CELs, los cuales son un instrumento estratégico para promover nuevos proyectos de inversión en la generación eléctrica, representan un incentivo para los generadores de energía eléctrica limpia.

Los Generadores recibirán un CEL por cada MWh de energía limpia generado para vender en el mercado a los grandes consumidores de electricidad, es decir, usuarios calificados, suministradores y demás que, de acuerdo con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica, requieren que un porcentaje de la energía eléctrica que consumen provenga de fuentes limpias (CRE, 2020).

Además de que el proyecto sea viable financieramente, el aspecto más importante son los beneficios ambiental y social.

3.5.1 Beneficio Ambiental

Para cuantificar el impacto positivo al medio ambiente se realizó el cálculo de las emisiones de CO₂ evitadas hacia la atmósfera con el uso de módulos fotovoltaicos para la generación eléctrica en el caso de estudio.

Las principales centrales eléctricas en BCS son La Central Punta Prieta en La Paz; la Central de Combustión Interna San Carlos (Agustín Olachea A.) y la central Baja California Sur I ubicada en La Paz (SENER, 2020).

Las centrales San Carlos y Baja California Sur utilizan una mezcla de combustóleo de diésel. La central de Punta Prieta utiliza únicamente diésel, al igual que la central de Turbogás en Los Cabos y las demás unidades móviles en Los Cabos.

El cálculo de las emisiones evitadas hacia la atmósfera se estimó utilizando un factor de emisión de 72,850 kgCO₂/TJ presentado en el Informe Técnico para los Factores de Emisión de los diferentes Combustibles Fósiles y Alternativos que se consumen en México (INECC, 2014).

El valor tomado es un promedio de los valores presentados por muestras de diésel de todas las refinerías del país, excepto Salina Cruz, Oaxaca.

Con los datos obtenidos previamente de generación eléctrica anual con la Planta Fotovoltaica y el factor de emisión, se calcula las emisiones anuales que se estarían evitando hacia la atmósfera.

La generación mediante celdas FV también involucra emisiones de CO₂ debido al análisis de su ciclo de vida.

Existen diversos análisis de ciclo de vida para la producción de celdas fotovoltaicas, los cuales tienen cierta cantidad de emisiones de CO₂ involucradas. Se toma el valor 30 gCO₂/kWh (Nugent & Sovacool, 2014).

En la Tabla 42 observamos que, en promedio, se estaría evitando 240 toneladas anuales de CO₂.

Tabla 42. Emisiones de CO₂ evitadas al ambiente. Elaboración propia

	Generación Anual (kWh)	Generación Anual (TJ)	Emisiones Diésel (ton CO ₂)	Emisiones FV(ton CO ₂)	Mitigaciones (ton CO ₂)
1	1,093,211.38	3.94	286.71	32.80	253.91
2	1,087,198.72	3.91	285.13	32.62	252.52
3	1,081,186.06	3.89	283.55	32.44	251.12
4	1,075,173.39	3.87	281.98	32.26	249.72
5	1,069,160.73	3.85	280.40	32.07	248.33
6	1,063,148.07	3.83	278.82	31.89	246.93
7	1,057,135.41	3.81	277.25	31.71	245.53
8	1,051,122.74	3.78	275.67	31.53	244.14
9	1,045,110.08	3.76	274.09	31.35	242.74
10	1,039,097.42	3.74	272.52	31.17	241.34
11	1,033,084.75	3.72	270.94	30.99	239.95
12	1,027,072.09	3.70	269.36	30.81	238.55
13	1,021,059.43	3.68	267.79	30.63	237.15
14	1,015,046.77	3.65	266.21	30.45	235.76
15	1,009,034.10	3.63	264.63	30.27	234.36
16	1,003,021.44	3.61	263.06	30.09	232.96
17	997,008.78	3.59	261.48	29.91	231.57
18	990,996.12	3.57	259.90	29.73	230.17
19	984,983.45	3.55	258.32	29.55	228.77
20	978,970.79	3.52	256.75	29.37	227.38
Total	20,721,821.72	74.60	5,434.56	621.65	4,812.91

3.5.2 Beneficio Social

Tanto el beneficio económico como ambiental que se describieron anteriormente, tienen como finalidad satisfacer las necesidades de agua potable de la población en el municipio de Los Cabos, específicamente aquellas localidades carentes del servicio.

La incorporación de módulos fotovoltaicos a las desaladoras impulsa la instalación de plantas de este tipo o puede aumentar la capacidad de las existentes, sin que el suministro eléctrico sea una limitante y a la vez haciendo la generación más limpia.

Incorporar más plantas desaladoras implica un mayor acceso al agua potable y mejor distribución, evitando que las comunidades tengan que comprarla a elevados precios.

La construcción de plantas desaladoras en el municipio de Los Cabos permitirá dotar de mayor volumen de agua a la población, incrementando sus volúmenes de consumo de agua, lo que repercutirá en mejores condiciones de vida y mayor crecimiento económico.

La investigación de campo realizada por Graciano (2018) en entrevista con el organismo operador en Cabo San Lucas, manifiesta que todos los días el organismo revisa el volumen de presión de agua que arroja el acueducto, más la producción de la planta desaladora existente. De acuerdo con el entrevistado, el volumen promedio diario permite abastecer de agua una vez por semana a la mayoría de las colonias. En caso de que, por cuestiones técnicas, no se pueda dar agua el día que le toca a determinada colonia, sus habitantes tendrán que esperar hasta el siguiente tandeo, 14 días después (Garciano, 2018).

Debido a la falta de abastecimiento de agua, las familias se ven en la necesidad de adquirir agua a través de pipas. Los precios que la población suele pagar por el servicio van de 50 pesos por 200 litros, 150 o 200 pesos por un tinaco de 750 litros (Garciano, 2018).

Si consideramos que una familia necesita comprar 750 litros de agua a la semana para completar su consumo, una planta con una producción de 2,200 m³/día puede beneficiar a 3 familias al día, es decir, 21 familias a la semana.

El tamaño de planta desaladora es pequeño (2,200 m³/h); sin embargo, representa un beneficio social y medioambiental.

La idea de instalar pequeñas plantas desaladoras con igualmente pequeñas plantas fotovoltaicas para generar parte de la energía requerida es aceptable si consideramos una mayor facilidad para su operación, menor infraestructura requerida para asegurar el buen funcionamiento de la red eléctrica (Plantas FV); la posibilidad de localizarlas en puntos estratégicos y menor impacto ambiental y social.

Generación de empleos

Otra manera como la realización de proyectos impacta positivamente a la sociedad es a través de la generación de empleos directos e indirectos.

Hablando específicamente de los procesos productivos de las energías renovables, éstos abarcan una amplia variedad de etapas en las cuales intervienen un gran número de personas con diferentes perfiles profesionales y diversas instituciones tanto nacionales como extranjeras (IDAE, 2011).

En el caso de la construcción de pequeñas plantas de desalación y fotovoltaicas, en México han surgido diversas empresas tanto pequeñas, medianas y grandes, para las cuales este tipo de proyectos representan fuentes de empleo.

Lo más importante es generar empleos en las localidades donde se instalen estos proyectos. Los empleos locales generados se centran mayoritariamente en, preparación del sitio, instalación, operación y mantenimiento. En menor grado las ingenierías, desarrollo de productos, fabricación, innovación, etc. (IDAE, 2011).

La secretaría de Economía, junto con la Cooperación Alemana al Desarrollo sustentable en México, en su análisis de la industria solar fotovoltaica y foto térmica en México, realizado en el año 2017 indican que, por cada millón de dólares invertidos en el sector energético mexicano, se generan 2.7 empleos directos, en promedio, y por cada empleo directo, se generan 2.7 empleos indirectos (PROMÉXICO, GIZ & UNAM, 2017).

Beneficios a la Salud

Los principales diagnósticos de enfermedades en Baja California Sur corresponden a enfermedades por infecciones respiratorias agudas (más del 50% de enfermedades diagnosticadas); en segundo lugar, infecciones intestinales y en menor proporción otras enfermedades por infección en las vías urinarias, gingivitis, conjuntivitis, úlceras, gastritis, obesidad, entre otras (INEGI, 2017).

De acuerdo con datos proporcionados por el INEGI, en el año 2016 las instituciones del sector salud en Baja California Sur registraron un total de 362,131 diagnósticos de enfermedades, de las cuales más de la mitad, 194,618, provienen de infecciones respiratorias; 42,763 fueron infecciones intestinales y el resto comprende las demás enfermedades mencionadas (INEGI, 2017).

Gran parte de las enfermedades que se encuentran entre las principales causas de muerte en niños de un mes a 5 años, como las enfermedades diarreicas, el paludismo y las neumonías, son debido a la contaminación ambiental, falta de acceso al agua potable y el uso de combustibles contaminantes (OPS &OMS, 2021).

En los hogares donde no se tiene acceso a servicios básicos, como el agua potable y el saneamiento, o en los que se respira el humo de combustibles contaminantes, los niños corren un mayor riesgo de contraer enfermedades diarreicas y neumonías.

Son diversos los contaminantes emitidos hacia la atmósfera que causan graves daños a la salud, entre los principales están el monóxido de carbono (CO), el cual afecta el funcionamiento del corazón, las plaquetas y el endotelio de los vasos sanguíneos; el bióxido de azufre (SO₂) que produce irritación e inflamación de las mucosas conjuntival y respiratoria; así como el ozono (O₃), que irrita el sistema respiratorio y causa daños al sistema cardiovascular.

La OMS, a través de la Dra. María Neira, directora del Departamento de Salud Pública y Determinantes Medioambientales y Sociales, señala que “Toda inversión encaminada a eliminar los riesgos relacionados con el entorno, como la mejora de la calidad del agua o el empleo de combustibles menos contaminantes, reportará mejoras importantes para su salud” (OPS &OMS, 2021).

El uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica tiene repercusiones graves para el cambio climático, debido a las emisiones de GEI. Así mismo, también se tienen impactos negativos para la salud, al emitir contaminantes que deterioran gravemente la calidad del aire.

En el estado de Baja California Sur se ha reportado una calidad del aire que rebasa, varios días al año, los niveles permisibles de dióxido de nitrógeno (NO_2) y ozono (O_3) (CPS Noticias, 2020).

La emergencia sanitaria ocasionada por la enfermedad COVID-19 muestra que es necesario prestar especial atención a prevenir enfermedades respiratorias, pues personas con antecedentes de este tipo de enfermedades como neumonía u otras, son más susceptibles a contraer gravemente la enfermedad de COVID-19, llegando incluso a perder la vida.

Conclusiones

El análisis financiero y económico en este capítulo demuestra que el proyecto es viable económicamente. Los indicadores de rentabilidad muestran que es posible la instalación de una planta FV de 0.5 MW en una planta de ósmosis inversa de 2,200 m³/día para reducir su consumo eléctrico en un 20%, evitando la emisión de 240 toneladas de CO₂ anuales.

Los indicadores de rentabilidad muestran un periodo de recuperación de la inversión de 5 años, el cual es bastante aceptable en proyectos de este tipo. El VPN obtenido es positivo, lo que indica la viabilidad financiera de la inversión, el valor obtenido es de \$ 2,911,208.5 en un horizonte de 20 años. Así mismo, la TIR arroja un valor de 13.92%, la cual es atractiva respecto a la tasa media ofrecida por los mercados en México.

Los valores obtenidos, principalmente la TIR y el VPN, son sensibles a cambios en los parámetros utilizados en su cálculo, la TIR puede caer por debajo de la tasa de interés de oportunidad (10%) y el VPN puede tomar valores de 0 o negativos, representando pérdidas financieras. El objetivo del siguiente capítulo es determinar los factores que más afectan la rentabilidad del proyecto.

Más que el aporte económico, la propuesta en este trabajo pretende contribuir al desarrollo social de las comunidades en Los Cabos, al presentar una alternativa para la producción de agua potable, mitigando el impacto al medio ambiente; pues si bien es cierto que hay que tomar acciones para cubrir la necesidad de agua en el municipio, también es prioridad lograrlo de una manera sustentable.

El beneficio social que se obtendría con este proyecto es la razón de ser del mismo, junto con los beneficios ambientales, ya que éstos impactan directamente en la salud de la población. En este capítulo se expuso la importancia que tiene para la salud en las comunidades el proveer agua potable y evitar la contaminación del aire.

Capítulo 4

Análisis de Sensibilidad

En el capítulo anterior se realizó el análisis económico y financiero de la propuesta de producir parte de la electricidad para autoconsumo en una planta desaladora mediante ósmosis inversa. Los indicadores de rentabilidad mostraron que el proyecto es viable financieramente; sin embargo, el margen de rentabilidad es bajo y ésta queda sensible a factores que pudieran hacer no rentable el proyecto o, por el contrario, aumentar su rentabilidad.

El objetivo del presente capítulo es hacer un análisis de sensibilidad tomando en cuenta los factores que pueden afectar la viabilidad financiera del proyecto, factores como: variación en los costos de inversión, operación y mantenimiento; aumento o disminución en de electricidad; paridad peso-dólar; capacidad de la planta FV y finalmente el efecto del financiamiento del proyecto. Lo anterior con la finalidad de identificar factores que favorezcan el proyecto, así como aquéllos que lo pueden limitar.

4.1. Escenario Base

Todos los análisis que se realizan en este capítulo parten de los resultados obtenidos en el caso base desarrollado en el capítulo 3. Las características del proyecto se resumen en la Tabla 43.

Tabla 43. Características del proyecto. Escenario base

Capacidad de la Planta OI (m ³ /día)	2,200
Potencia Fotovoltaica Instalada (kWp)	500
Consumo energético cubierto (%)	20%
Cantidad de módulos totales	1,440
Área mínima requerida evitando sombras (m ²)	8,550
Potencia anual generada (MW)	1,093
Costo de Inversión (MXN)	\$ 11,850,528.49
Costo OM&A anual (MXN)	\$ 711,031.71
Ahorro anual promedio (MXN)	\$ 2,436,824.66
Horizonte de operación (años)	20
PER (años)	5
VPN (10%, MXN)	\$2,911,208.50
TIR	13.92%
Emisiones CO ₂ evitadas (ton)	240.65

El análisis de sensibilidad muestra la variabilidad del VPN, TIR y PR ante el cambio en alguna variable, manteniendo las demás constantes; es decir, el análisis se hace con una variable a la vez y supone independencia entre las mismas.

Las principales variables identificadas en este proyecto que pueden afectar de manera positiva o negativa su viabilidad son las siguientes:

1. Variación en los costos de inversión del proyecto
2. Variación en los costos de operación y mantenimiento
3. Cambios en las tarifas eléctricas
4. Variación de la paridad peso-dólar
5. Capacidad de la planta FV (consumo energético cubierto)
6. Financiamiento del proyecto

Cada una de estas variables se analiza por separado en las secciones siguientes y en ese orden. Para cada una de ellas se calcula el valor de los indicadores de rentabilidad: PER, VPN y TIR. Aquellas variables cuyos cambios pequeños representen altas variaciones en el VPN, son las variables para las cuales este proyecto es más sensible.

4.2. Variación en los Costos de Inversión

En este primer análisis se evaluará el efecto sobre la rentabilidad del proyecto la variación los costos de inversión. El primer factor a considerare es la variación en los costos de los módulos fotovoltaicos.

En los últimos 10 años los precios de los módulos fotovoltaicos han disminuido significativamente (Figura 53). Actualmente los precios están por debajo de 0.5 USD/W (IRENA, 2019). Considerando este comportamiento podemos predecir que los proyectos de energía FV serán cada vez más rentables.

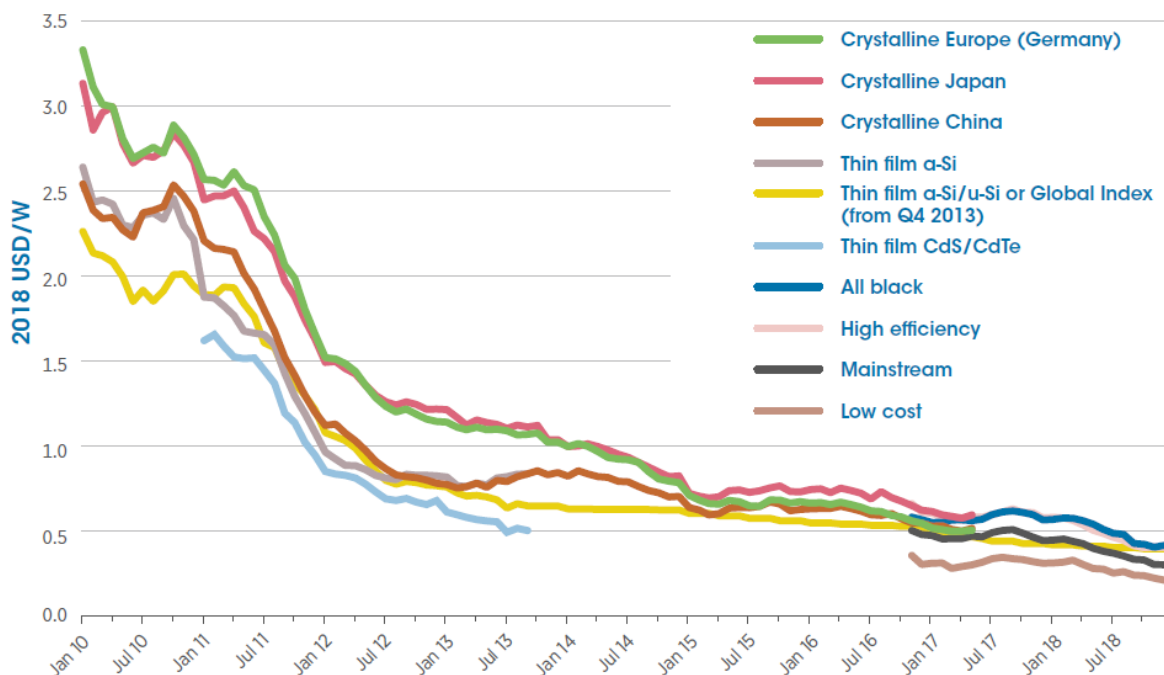


Figura 53. Variación en los precios de los módulos FV por tipo de tecnología y proveedor (IRENA, 2018)

A pesar de esta disminución de precios, a principios del año 2021 se ha visto un incremento en el costo de los módulos solares en México (Reyna, 2021) debido a diversos factores; el primero de ellos fue la pandemia causada por el COVID-19 por cierres temporales de fábricas, fronteras y limitación de movimientos. A esto se le suma el aumento de la demanda del mercado fotovoltaico y la escasez de suministro de determinadas materias primas.

En el primer trimestre del año 2021, el aumento en el costo de los módulos fotovoltaicos en México osciló entre el 15% y 20% (Reyna, 2021) respecto a los precios en el último trimestre del 2020.

Para analizar el efecto que tiene los costos de inversión en la rentabilidad del proyecto, se hará la misma evaluación del caso base, pero considerando un 30% en el aumento o disminución de los costos de los módulos FV (lo que representa una variación de $\pm 20.6\%$ en los costos de inversión total). Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 44.

Tabla 44. Efecto de los precios de los módulos FV en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia

Variación en los precios de los módulos FV respecto al caso base (MXN)	Variación en el Costo de Inversión total respecto al caso base	Inversión total del proyecto (millones de pesos)	Costo OM&A anual (MXN)	PR (años)	VPN (10%, millones de pesos)	TIR
-30%	-20.60%	9.41	564,549.22	4	6.26	20.13%
-25%	-17.17%	9.82	588,962.97	4	5.71	18.91%
-20%	-13.73%	10.22	613,376.72	5	5.15	17.78%
-15%	-10.30%	10.63	637,790.46	5	4.59	16.72%
-10%	-6.87%	11.04	662,204.21	5	4.03	15.73%
-5%	-3.43%	11.44	686,617.96	5	3.47	14.80%
Caso Base	0.00%	11.85	711,031.71	5	2.91	13.92%
5%	3.43%	12.26	735,445.46	5	2.35	13.09%
10%	6.87%	12.66	759,859.21	5	1.79	12.30%
15%	10.30%	13.07	784,272.96	6	1.23	11.54%
20%	13.73%	13.48	808,686.70	6	0.68	10.83%
25%	17.17%	13.89	833,100.45	6	0.12	10.14%
30%	20.60%	14.29	857,514.20	6	- 0.44	9.48%

Los resultados muestran que cuando se incrementa el costo de los módulos FV en un 30% el proyecto deja de ser rentable, lo que es equivalente a aumentar 20.6% el costo total de inversión del proyecto.

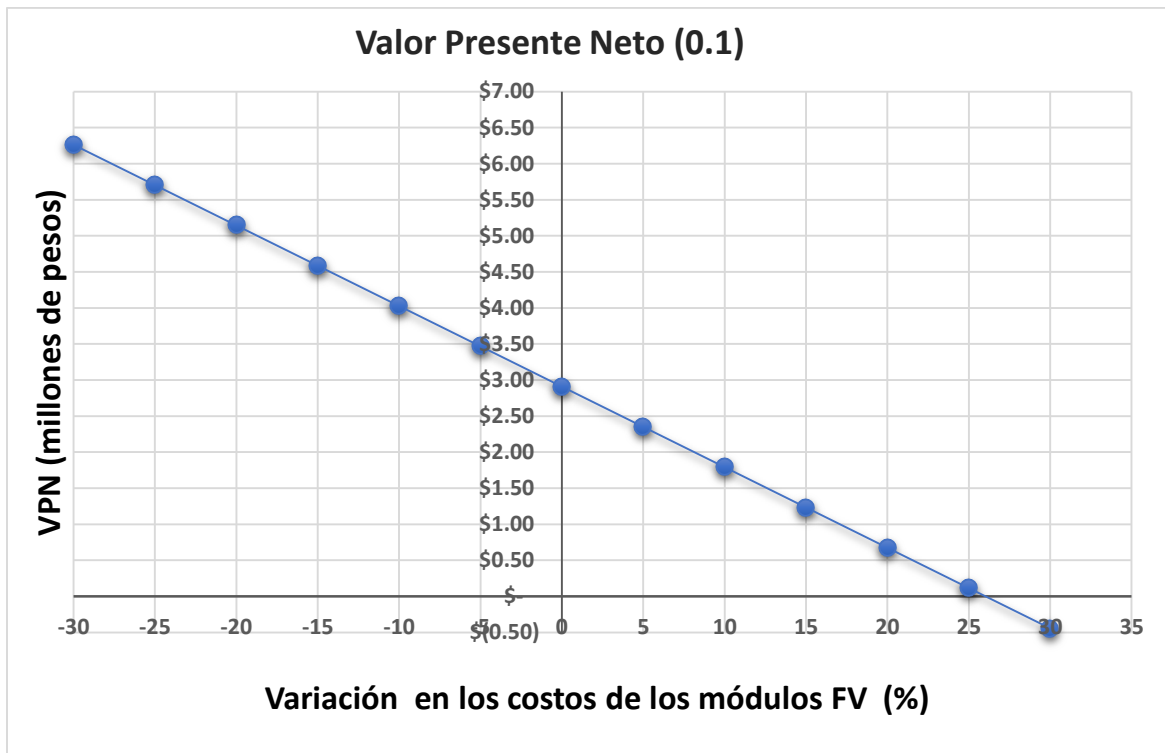
Con este análisis se observa que los costos de inversión pueden aumentar hasta un 20.6% sin que el proyecto deje de ser rentable. Si fuera necesario cubrir el costo del terreno, éste debería tener un costo máximo del 20% del costo de inversión total, es decir \$ 2, 441,208, para que el proyecto genere ganancias económicas bajo estas condiciones.

Efecto en el Periodo de recuperación

En este caso el periodo de recuperación es un indicador que no nos da mucha información respecto a la viabilidad del proyecto, al no considerar el costo de oportunidad de inversión. El indicador muestra que cuando el costo de los módulos FV aumenta 15%, el periodo de recuperación se extiende a 6 años.

Valor Presente Neto

En la Tabla 44 y Gráfica 8 vemos que se tiene un VPN negativo cuando los precios de los módulos FV se incrementan en un 30% y el costo de inversión total aumenta. En el caso contrario, cuando los precios de los módulos FV disminuyen, las ganancias del proyecto aumentan.

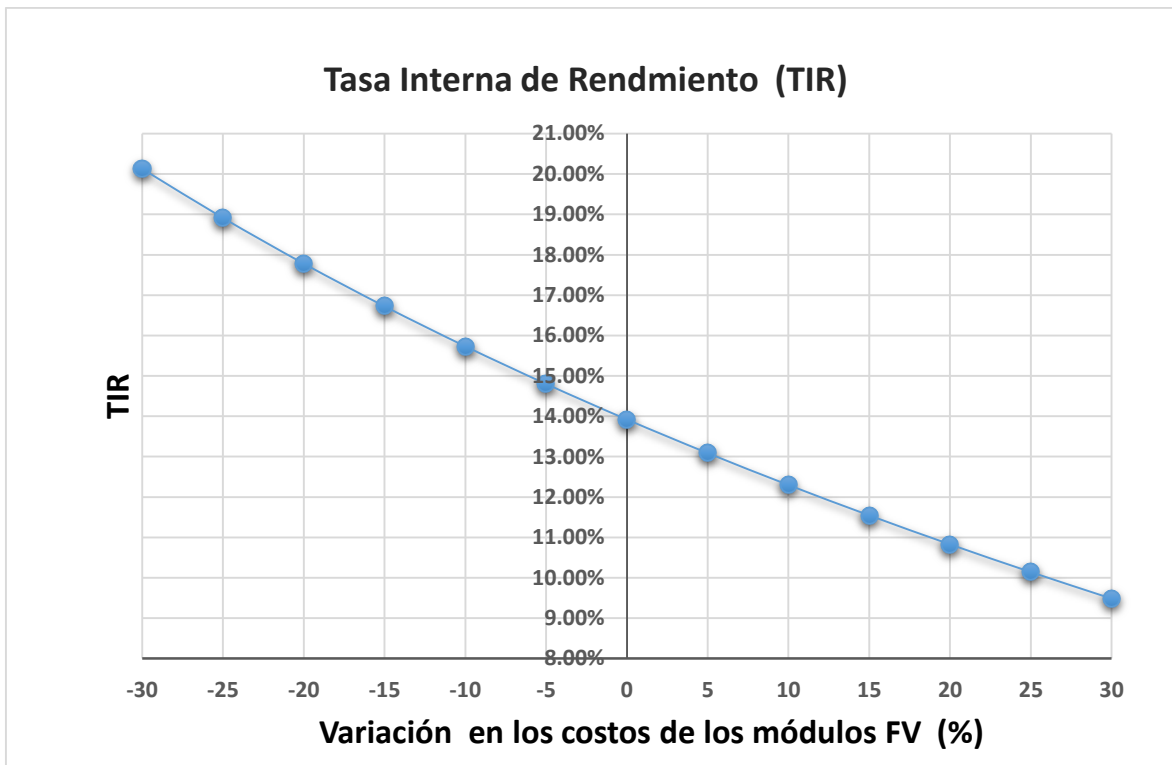


Gráfica 8. Efecto de los costos de los módulos FV sobre el VPN del proyecto. Elaboración propia

Tasa Interna de Rendimiento

Al igual que el VPN, cuando el costo de los módulos aumenta a 30%, la TIR toma un valor por debajo de la tasa de interés de oportunidad (10%). En este caso no conviene invertir el capital en el proyecto.

Al disminuir el precio de los módulos la TIR del proyecto aumenta y se hace cada vez más rentable (Gráfica 9).



Gráfica 9. Efecto de los costos de los módulos FV sobre la TIR. Elaboración propia

En general vemos que, para este proyecto, un escenario donde el precio de los módulos FV aumente a un 30% o el costo de inversión total a 20%, el proyecto deja de ser rentable.

4.3. Variación en los costos de OM&A

De acuerdo con la Dirección General de Energías Alternativas (DGEA, 2018) de Bolivia y la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), los costos de OM&A generalmente representan una pequeña fracción de los costos de inversión de una planta FV.

En el escenario base del caso de estudio de este trabajo los costos de O&M se tomaron como un 5% anual del costo total de inversión (DGEA & GIZ, 2018); mientras que los

costos de administración son el 1% anual del costo de inversión. En el escenario base no se considera reinversiones posteriores a la inversión inicial.

En este apartado se analizarán dos escenarios menos favorables al escenario base. El primer caso consiste en hacer una reinversión para el reemplazo de los inversores a la mitad de la vida útil del proyecto; es decir, en el año 10. El segundo caso consiste en considerar costos de mantenimiento de hasta un 10% anual del costo de la inversión inicial total (INEEL, 2021).

Caso 1. Reemplazo de Inversores

De acuerdo con la propuesta del proveedor, los inversores tienen un costo unitario de \$3,590.48 USD en el año 2021; para llevar el costo al año 2031 se utilizó el Índice Nacional del Precios al Consumidor (INPC) (CET, 2020). En la Figura 54 se observa que el INPC se incrementó 36.6% en casi una década (de septiembre de 2011 a septiembre de 2020) pasando de un valor de 3.00 a 4.10. Bajo esta suposición se estima que los costos de los inversores se incrementarán 36.6% en 10 años.

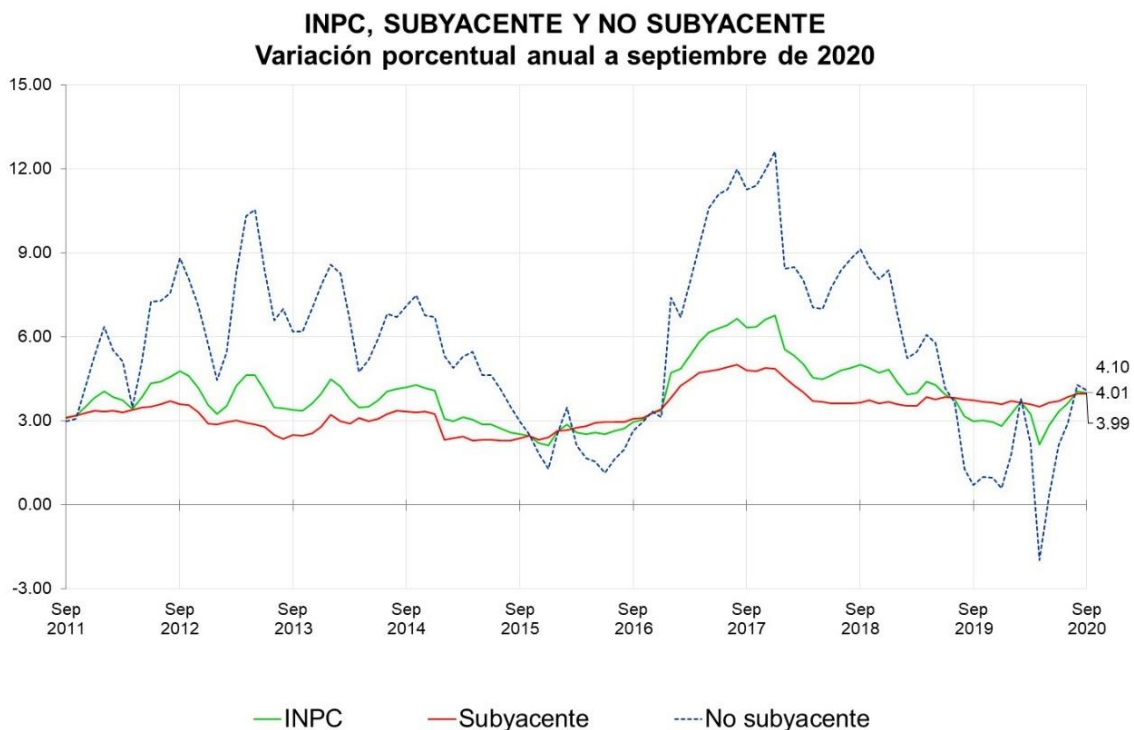


Figura 54. Índice Nacional de Precios al Consumidor 2011-2020 (INEGI 2020)

En la Tabla 45 se muestra el efecto de reemplazo de los inversores sobre el rendimiento total del proyecto.

Tabla 45. Reemplazo de inversores y su efecto en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia

	Importe (USD) 2021	Importe (USD) año 2032	Unidades	Importe total USD	Importe total MXN con IVA
Inversión inicial				\$ 511,822.29	\$ 11,850,528.49
Reemplazo de inversores (año 10)	\$ 3,590.48	\$ 4,906.99	5	\$ 24,534.95	\$ 568,072.34

AÑO	GENERACIÓN (kWh)	COSTOS DE O&M FIJOS, 5% (MXN)	ADIMINISTRACIÓN, 1% (MXN)
TOTAL	20,721,821.72	12,418,600.83	2,370,105.70
1	1,093,211.38	592,526.42	118,505.28
2	1,087,198.72	592,526.42	118,505.28
3	1,081,186.06	592,526.42	118,505.28
4	1,075,173.39	592,526.42	118,505.28
5	1,069,160.73	592,526.42	118,505.28
6	1,063,148.07	592,526.42	118,505.28
7	1,057,135.41	592,526.42	118,505.28
8	1,051,122.74	592,526.42	118,505.28
9	1,045,110.08	592,526.42	118,505.28
10	1,039,097.42	1,160,598.77	118,505.28
11	1,033,084.75	592,526.42	118,505.28
12	1,027,072.09	592,526.42	118,505.28
13	1,021,059.43	592,526.42	118,505.28
14	1,015,046.77	592,526.42	118,505.28
15	1,009,034.10	592,526.42	118,505.28
16	1,003,021.44	592,526.42	118,505.28
17	997,008.78	592,526.42	118,505.28
18	990,996.12	592,526.42	118,505.28
19	984,983.45	592,526.42	118,505.28
20	978,970.79	592,526.42	118,505.28

Indicadores de Rentabilidad	
PER (años)	5
VPN (10%, MXN)	\$2,712,102.61
TIR	13.69%

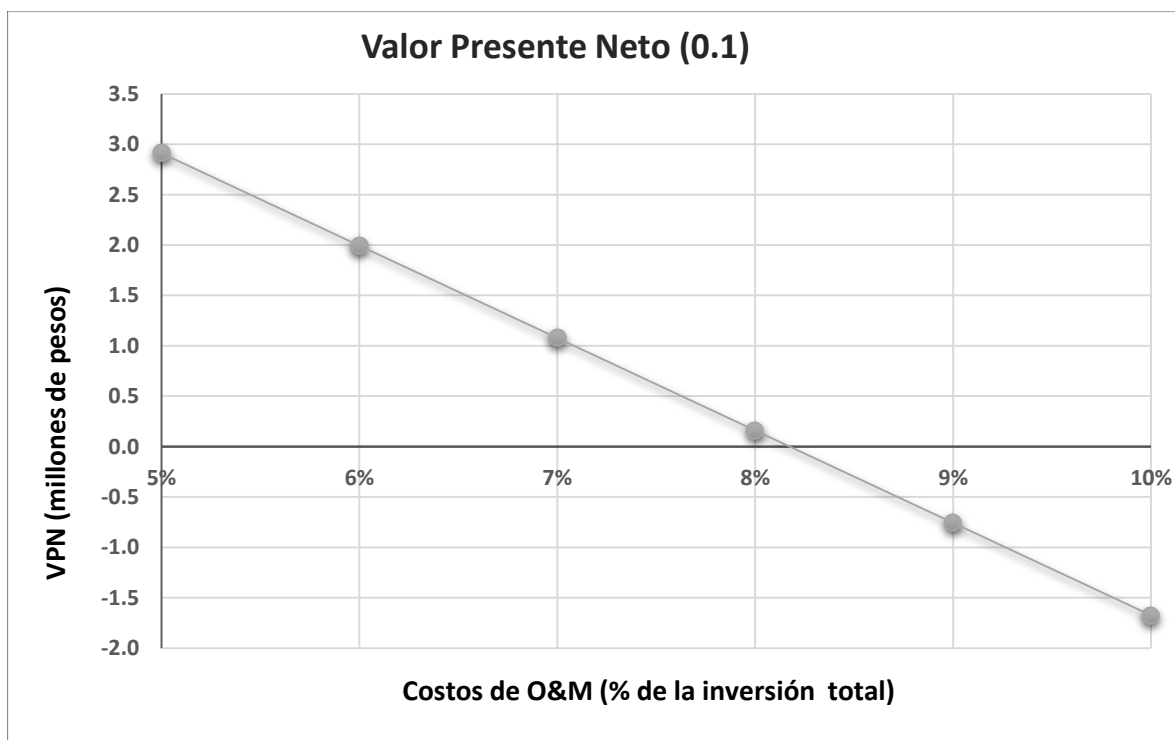
Como se observa en la tabla anterior, los indicadores económicos muestran que el proyecto no se ve afectado significativamente en el caso de que se tenga que reemplazar los inversores, el proyecto sigue siendo rentable.

Caso 2. Incremento en los costos de Operación y Mantenimiento

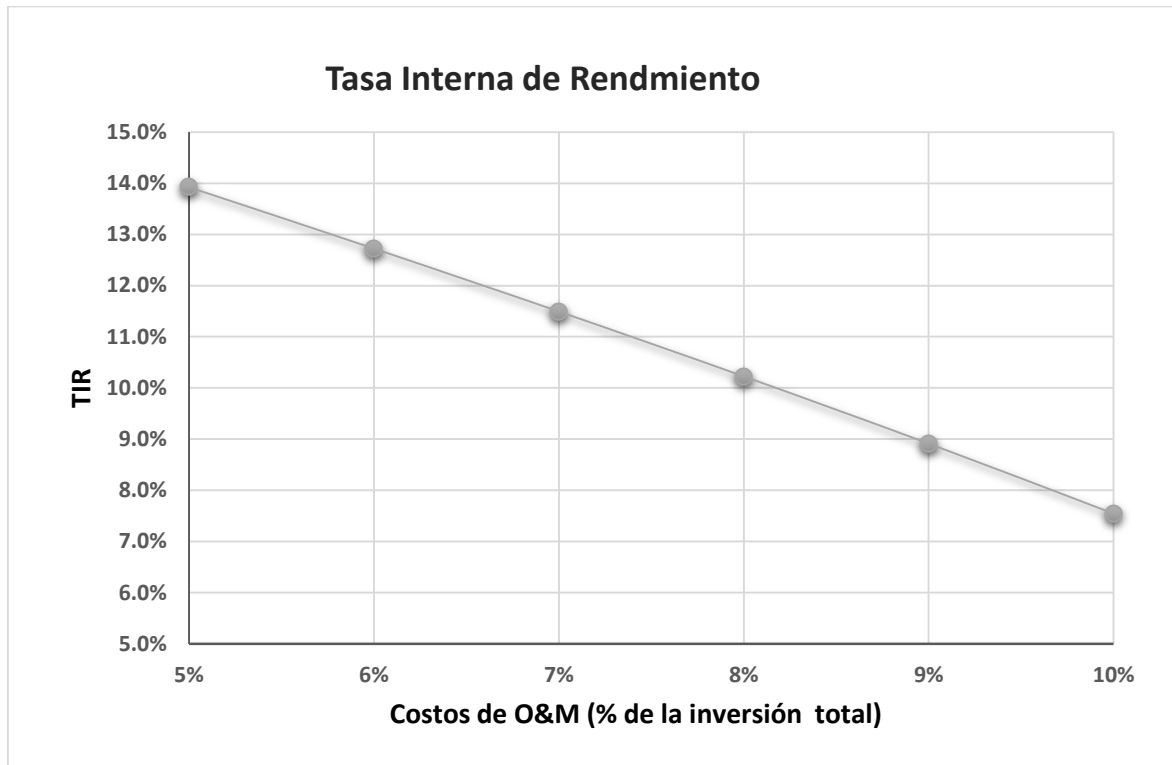
Hasta este momento los costos de O&M se calcularon como un 5% del costo de inversión inicial. Esta evaluación consiste incrementar los costos de O&M hasta un 10% para determinar si el proyecto sigue siendo viable financieramente. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 46. Costos de O&M y su efecto en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia

Inversión (MXN)	\$ 11,850,528.49			
Costo de O&M respecto a la inversión	Costo OM&A anual (MXN)	PR (años)	VPN (10%, MXN)	TIR
5%	\$ 592,526.42	5	\$ 2,911,208.50	13.9%
6%	\$ 711,031.70	5	\$ 1,994,024.59	12.7%
7%	\$ 829,536.99	5	\$ 1,076,840.69	11.5%
8%	\$ 948,042.27	5	\$ 159,656.79	10.2%
9%	\$ 1,066,547.56	5	\$ -757,527.11	8.9%
10%	\$ 1,150,528.84	5	\$ -1,674,711.01	7.5%



Gráfica 10. Efecto de los costos de O&M sobre el VPN. Elaboración propia



Gráfica 11. Efecto de los costos de O&M sobre la TIR. Elaboración propia

La Tabla 46, así como las Gráficas 10 y 11 indican que cuando los costos de O&M son mayores al 8% anual de la inversión, el proyecto deja de ser viable financieramente, el VPN se aproxima a 0 y la TIR comienza a caer por debajo de la tasa de interés de oportunidad.

4.4. Efecto de las Tarifas de Electricidad

Otro parámetro importante para evaluar es el costo de la electricidad, por lo que se analizará el efecto que tiene en la rentabilidad del proyecto la variación en las tarifas de electricidad en Los Cabos.

La tarifa con la cual se hizo la evaluación económica del caso base, es de 2.35 pesos /kWh. Esta tarifa se obtuvo de un promedio de las tarifas aplicables para el año 2020.

Para determinar el rango de tarifas a evaluar se hizo un recuento histórico de las tarifas aplicadas en años pasados. En la página web de la CFE se encontraron tarifas disponibles desde el año 2018 al 2021. El rango de tarifas para efectos de este análisis tiene como límite inferior la tarifa mínima, la cual fue de 1.12 \$/kWh, correspondiente a una tarifa Base en el mes de enero del 2018. El límite superior lo define la tarifa más alta, 4.57 \$/kWh, que fue la tarifa pico en septiembre del mismo año (Tabla 33 del capítulo 3).

Al variar el costo de las tarifas a las cuales las planta de OI paga la electricidad se afecta el ahorro anual que se tendría con la instalación de los módulos fotovoltaicos, afectando directamente el PER, VPN y TIR. En la Tabla 47 y gráficas siguientes se muestran los resultados de estas variaciones.

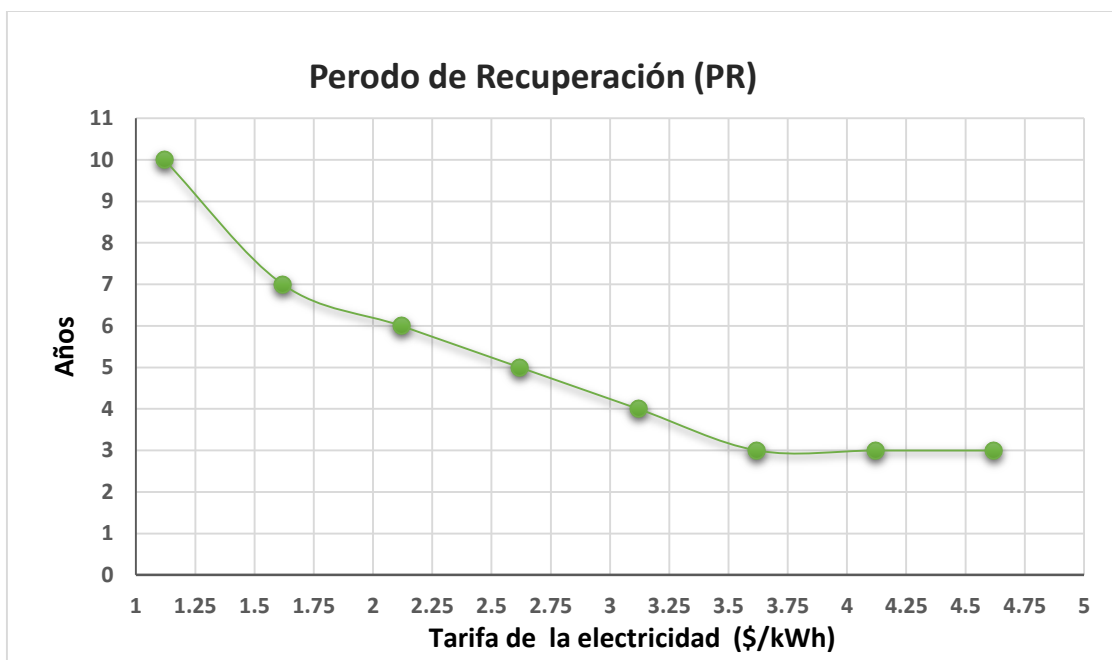
Tabla 47. Efecto de las tarifas de electricidad en el PR, VPN y TIR del proyecto. Elaboración propia

TARIFA (\$/kWh)	Ahorro anual (millones de pesos)	PR (años)	VPN (millones de pesos)	TIR
BASE (2.15)	\$ 2.23	6	\$ 1.26	11.7%
1.12	\$ 1.16	10	-\$ 7.14	-2.6%
1.62	\$ 1.68	7	-\$ 3.06	5.4%
2.12	\$ 2.20	6	\$ 1.02	11.4%
2.62	\$ 2.71	5	\$ 5.10	16.7%
3.12	\$ 3.23	4	\$ 9.18	21.7%
3.62	\$ 3.75	3	\$ 13.26	26.5%
4.12	\$ 4.27	3	\$ 17.34	31.2%
4.62	\$ 4.79	3	\$ 21.41	35.9%

El aumento en las tarifas de la electricidad tiene efectos positivos en esta evaluación al generar más ahorro económico con la producción de electricidad mediante módulos FV y dejar de pagar esas tarifas a la compañía de electricidad. A continuación, se describe el comportamiento de los indicadores de rentabilidad.

Efecto en el Periodo de recuperación

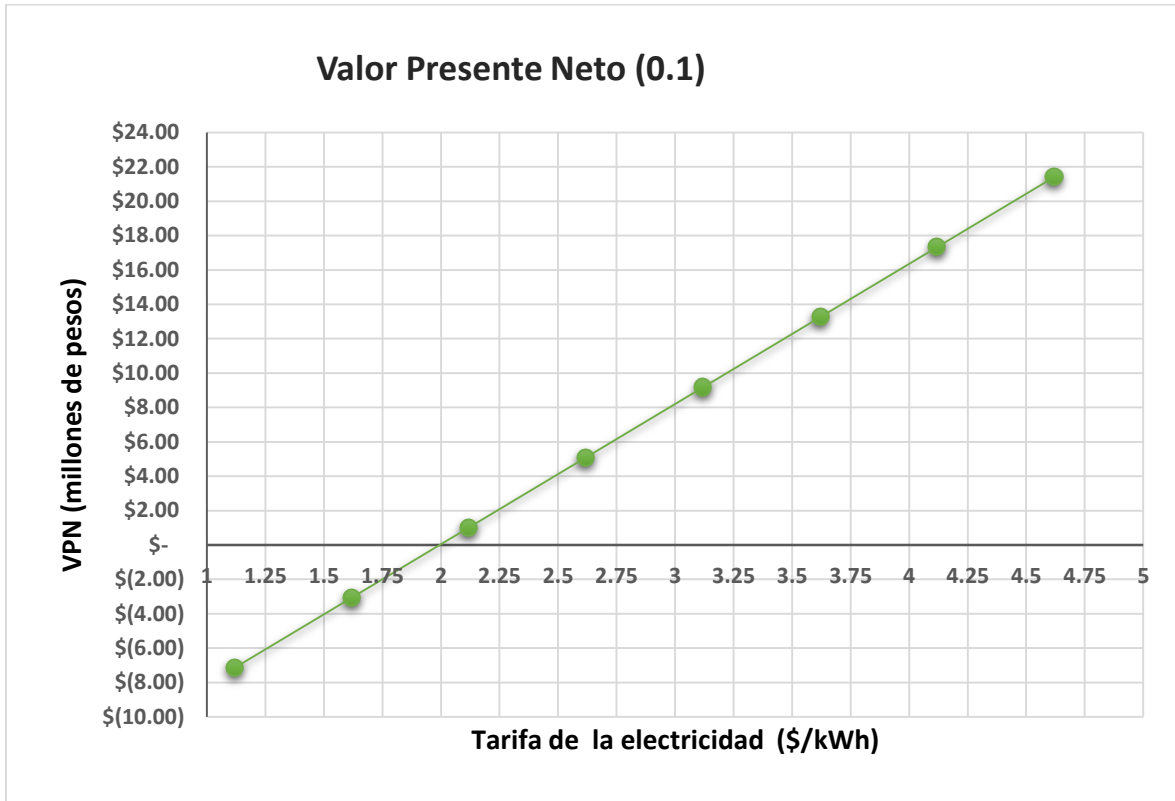
La Gráfica 12 muestra que el período de recuperación disminuye al aumentar las tarifas del cobro de la electricidad. A partir de aproximadamente una tarifa de 3.5 \$/kWh, el periodo de recuperación se mantiene en tres años. Este es un escenario favorable para la rentabilidad del proyecto.



Gráfica 12. Efecto de las tarifas en el Periodo de Recuperación del Proyecto. Elaboración propia

Valor Presente Neto

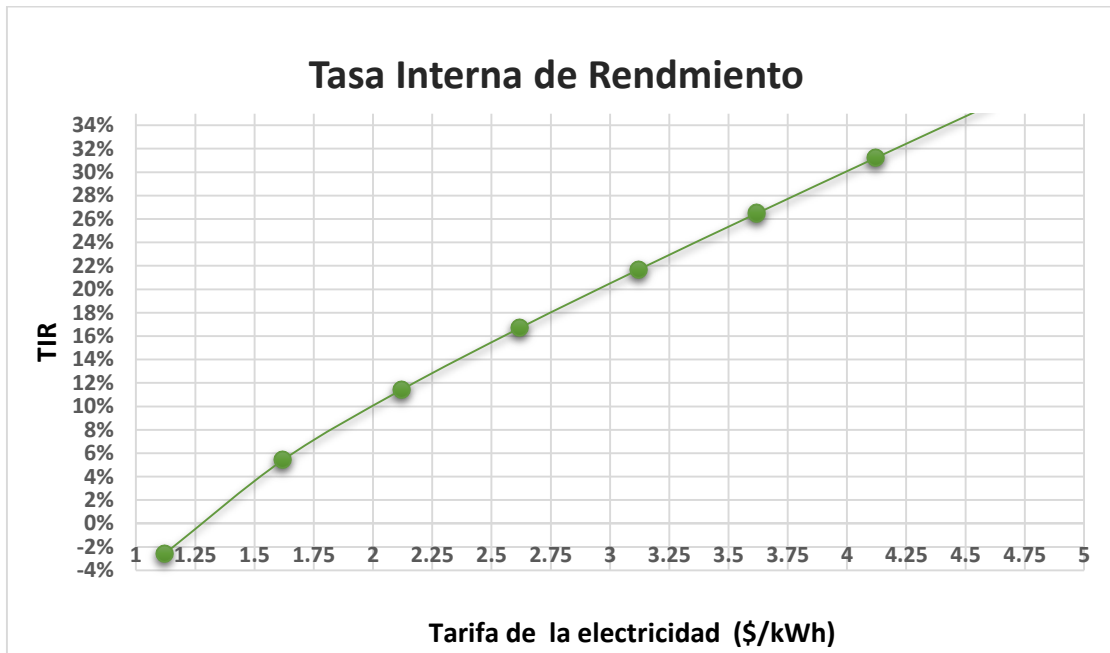
En la Gráfica 13 se observa que una tarifa de 2.0 \$/kWh hace el VPN=0, es decir el proyecto no genera pérdidas ni ganancias financieras comparadas con el rendimiento ofrecido por otros proyectos a una tasa de 10%. Es indistinto (financieramente) realizar la inversión. Con tarifas menores a 2.0 \$/kWh el proyecto no es viable, mientras que con tarifas mayores a 2.0 \$/kWh, el proyecto se hace cada vez más rentable.



Gráfica 13. Tarifas de electricidad y su efecto en el VPN. Elaboración propia

Tasa Interna de Rendimiento

La gráfica de la TIR muestra, al igual que el VPN, que tarifas menores a 2.0 \$/kWh hacen el proyecto no rentable al estar la TIR por debajo de la tasa de interés de oportunidad empleada en este proyecto. Tarifas mayores a 2.0 \$/kWh hacen el proyecto más rentable financieramente.



Gráfica 14. Tarifas de electricidad y su efecto en la TIR. Elaboración propia.

Tanto el VPN como la TIR indican que para que el proyecto base sea financieramente rentable, es necesario tener unas tarifas de cobro de electricidad mayores a 2.0 \$/kWh. Así mismo, con esto se concluye que el rendimiento del proyecto es muy sensible a los cambios en las tarifas de la electricidad, pues la tasa empleada en el caso base es de 2.35 \$/kWh, existiendo la posibilidad de caer a 2.0 \$/kWh, lo cual sería un riesgo para la viabilidad financiera de este proyecto.

4.5. Efecto de la paridad peso-dólar

Un factor importante para considerar en la rentabilidad de los proyectos es la volatilidad de la paridad del peso mexicano frente al dólar.

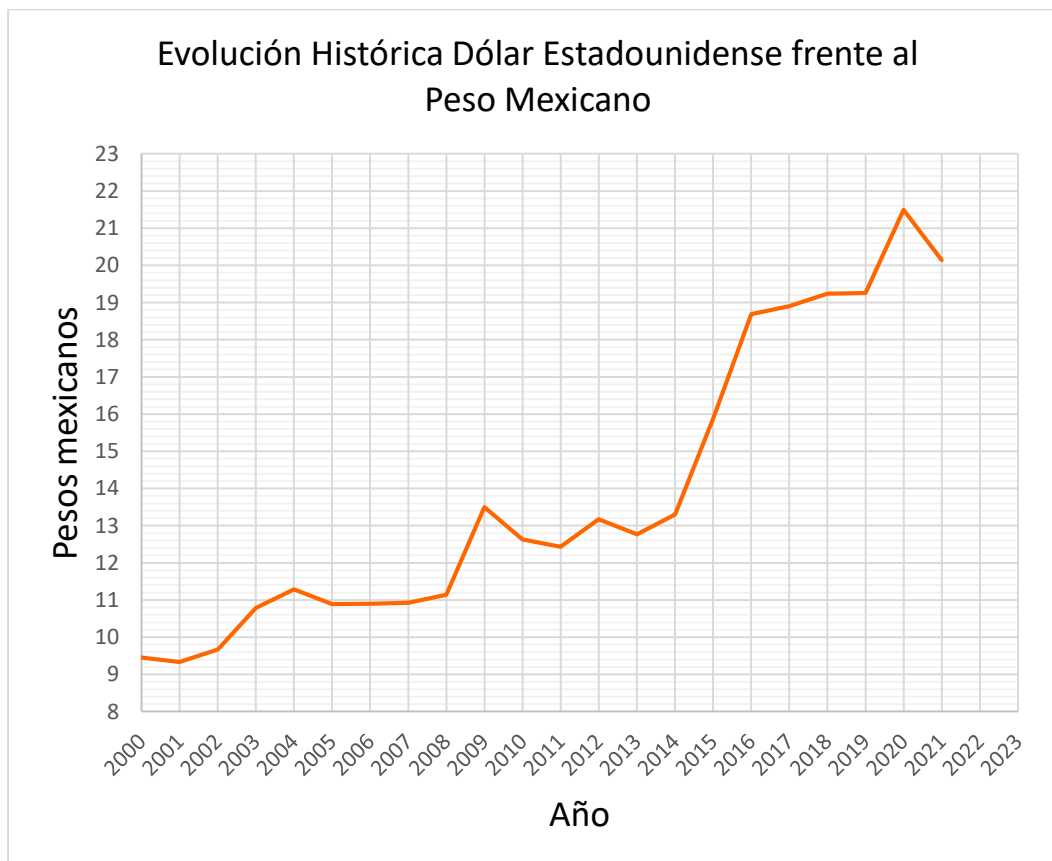
La evaluación financiera del caso de estudio de este trabajo se hizo con una paridad peso-dólar de 19.96 pesos, tipo de cambio correspondiente al mes de julio del 2021.

Se sabe que en los últimos años el precio del dólar ha aumentado significativamente. Para analizar este factor estudiamos el comportamiento del peso frente al dólar en los últimos 20 años.

Con datos históricos del Banco de México (Banco de México, 2021) se elaboró la Gráfica 15, en la cual observamos varios aumentos drásticos del dólar: en los años 2008, 2014, 2015 y 2019, principalmente.

El aumento en el precio del dólar afecta negativamente la rentabilidad de este proyecto y en general de la economía de todo el país.

Los aumentos más significativos se tuvieron de los años 2015 al 2016, cuando el dólar subió 2.8 pesos mexicanos; del 2014 al 2015 subió 2.5 unidades, y el más reciente, del 2019 al 2020 subió 2.2 unidades.

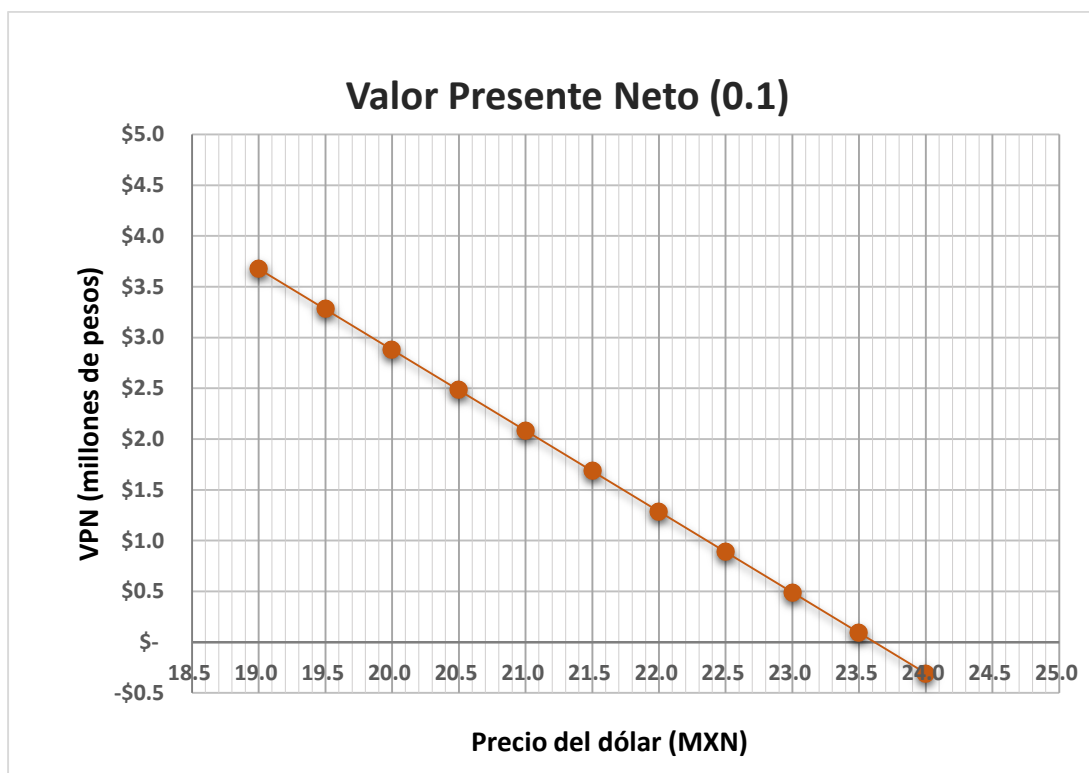


Gráfica 15. Paridad Peso-dólar en los últimos 20 años. Elaboración propia con información del Banco de México

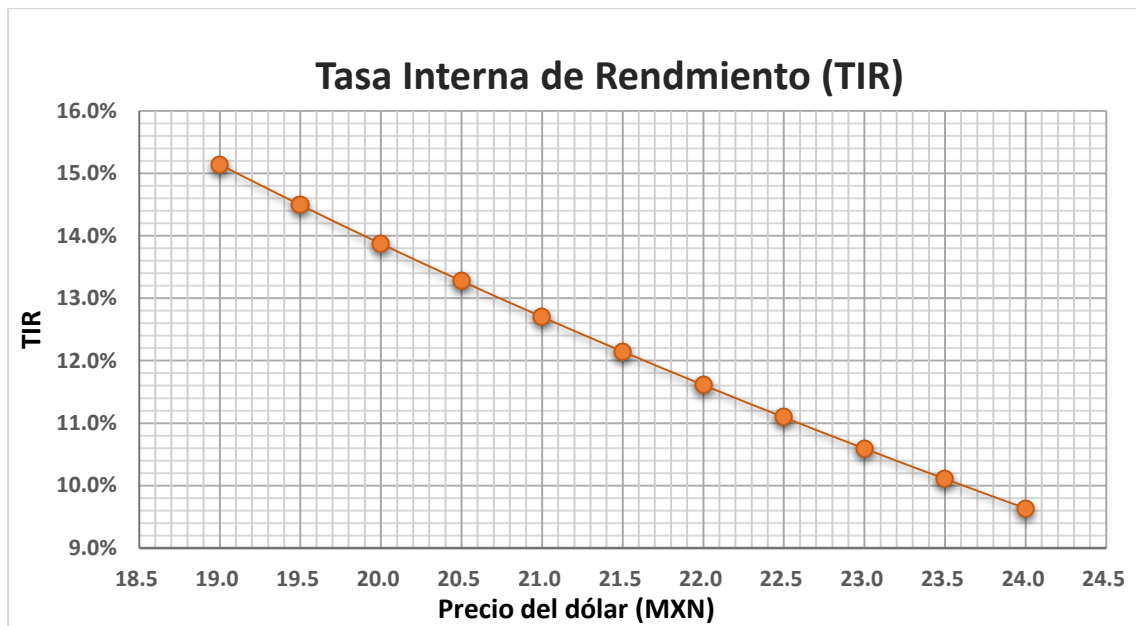
Con las observaciones anteriores, se evaluará el caso de estudio con un precio del dólar de \$19 a \$25. Los resultados se muestran en la Tabla 48, así como en las Gráficas 16 y 17.

Tabla 48. Efecto de la paridad peso-dólar en la rentabilidad del proyecto. Elaboración propia

Valor del dólar (MXN)	PR (años)	VPN (10%, millones de pesos)	TIR
19.00	5	\$3.68	15.14%
19.50	5	\$3.28	14.49%
20.00	5	\$2.88	13.87%
20.50	5	\$2.48	13.28%
21.00	5	\$2.08	12.70%
21.50	6	\$1.68	12.15%
22.00	6	\$ 1.29	11.61%
22.50	6	\$0.89	11.09%
23.00	6	\$0.49	10.59%
23.50	6	\$0.09	10.11%
24.00	6	-\$0.31	9.64%



Gráfica 16. Precio del dólar y su efecto en el VPN del proyecto. Elaboración propia



Gráfica 17. Precio del dólar y su efecto en la TIR del proyecto. Elaboración propia

Como podemos observar en las Gráficas 16 y 17, cuando el dólar alcanza un precio de aproximadamente 23.6 pesos, el proyecto deja de ser viable, ya que el VPN comienza a tener valores negativos y la TIR comienza a estar por debajo de la tasa de interés.

Actualmente el dólar tiene un precio alrededor de \$20 pesos mexicanos. Es posible que en dos años o tres pueda alcanzar los \$23.5, por lo que en ese tiempo se debería hacer nuevamente el análisis financiero de este proyecto. Esto nos muestra que el proyecto es altamente sensible a la paridad del peso y dólar.

4.6. Consumo energético cubierto

El escenario base de este trabajo contempla cubrir el 20% del consumo eléctrico de una planta de ósmosis inversa con Energía Solar Fotovoltaica. En este análisis se cambiará el porcentaje del consumo energético cubierta a un 10%, 20%, 50%, 80% y 100% para determinar hasta qué punto el proyecto es rentable financieramente.

Al aumentar o disminuir el tamaño de la planta es necesario hacer el ajuste correspondiente desde el diseño fotovoltaico. En el escalamiento de la planta a 50, 80 y 100% de la energía cubierta se consideró además los costos por la adquisición del terreno necesario para la instalación de los módulos, así como los estudios solicitados por el CENACE para las centrales mayores a 0.5 MW (CENACE, 2015). Estos costos se incluyen en los costos de inversión.

Costo del terreno

Se realizó una investigación del precio de terrenos en la zona del proyecto, el cual es muy variado, depende tanto de la ubicación como del tipo de suelo y distancia al mar. El costo tomado este trabajo es de 45 USD/m², que es el costo del terreno más cercano al lugar contemplado para el proyecto (22°53'28.9"N y 109°59'33.5"W).

Estudios solicitados por el CENACE

Como se comentó anteriormente, para centrales mayores a 0.5 MW es necesario cubrir el costo para algunos estudios que garanticen el buen funcionamiento de la red de distribución. Para el caso de centrales eléctricas con capacidades mayores a 0.5 MW y menores a 10MW, se debe solicitar dos estudios: Estudio de Interconexión (versión rápida) con un costo de \$ 356,822; y el estudio de Instalaciones (requerimientos para refuerzos de la red) con un costo de \$ 4,46028 (CENACE, 2015)

En la Tabla 49 se presenta los resultados obtenidos del ajuste en el diseño y costo de las plantas FV para diferentes capacidades. En el Anexo I se presenta una tabla comparativa de estos resultados con algunas Plantas FV instaladas en México.

Tabla 49. Diseño Fotovoltaico e indicadores económicos para plantas FV. Elaboración propia

Capacidad Planta OI (m3/da)	2,200	2,200	2,200	2,200	2,200
Consumo energético cubierto	10%	20% CASO BASE	50%	80%	100%
Potencia FV Instalada (MWp)	0.25	0.50	1.25	1.99	2.49
Cantidad de módulos totales	864	1,440	3,744	5,760	7,200
Área mínima requerida (m ²)	10,117	17,099	42,648	65,420	81,685
Potencia anual generada (MW)	656	1,093	2,842	4,373	5,466
Costo de Inversión (USD)	\$ 347,473	\$ 593,714	\$ 3,466,401	\$ 5,316,695	\$ 6,628,424
Costo de Inversión (MXN)	\$6,935,580	11,850,528	\$69,189,366	\$ 106,121,247	\$ 132,303,351
Costo OM&A anual (MXN)	\$ 416,135	\$ 711,032	\$ 4,151,362	\$ 6,367,275	\$ 7,938,201
Ahorro anual (ingresos) promedio (MXN)	\$ 1,462,095	\$ 2,436,825	\$ 6,335,744	\$ 9,747,299	\$ 12,184,123
Horizonte de operación (años)	20	20	20	20	20
PR (años)	5	5	11	11	11
VPN (10%, MXN)	\$1,986,720.70	\$2,911,208.5	-\$45,141,767.15	-\$69,003,963.60	-\$85,776,703.29
TIR	14.55%	13.92%	-4.22%	-4%	-4%
Emisiones CO ₂ evitadas (toneladas anuales)	144.39	240.65	625.68	962.58	1203.23

A partir de los resultados de esta tabla, se analizará el efecto de la escala en los costos de inversión e indicadores financieros.

Costos de inversión

De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL, 2016), los costos de inversión por W instalado se reducen al aumentar la capacidad de las plantas FV, esto debido a la economía de escala, estando los valores entre 1.82USD/W y 1.42USD/W para plantas de 5MW a 100MW, como se puede ver en la Figura 54.

2016 USD
per Watt DC

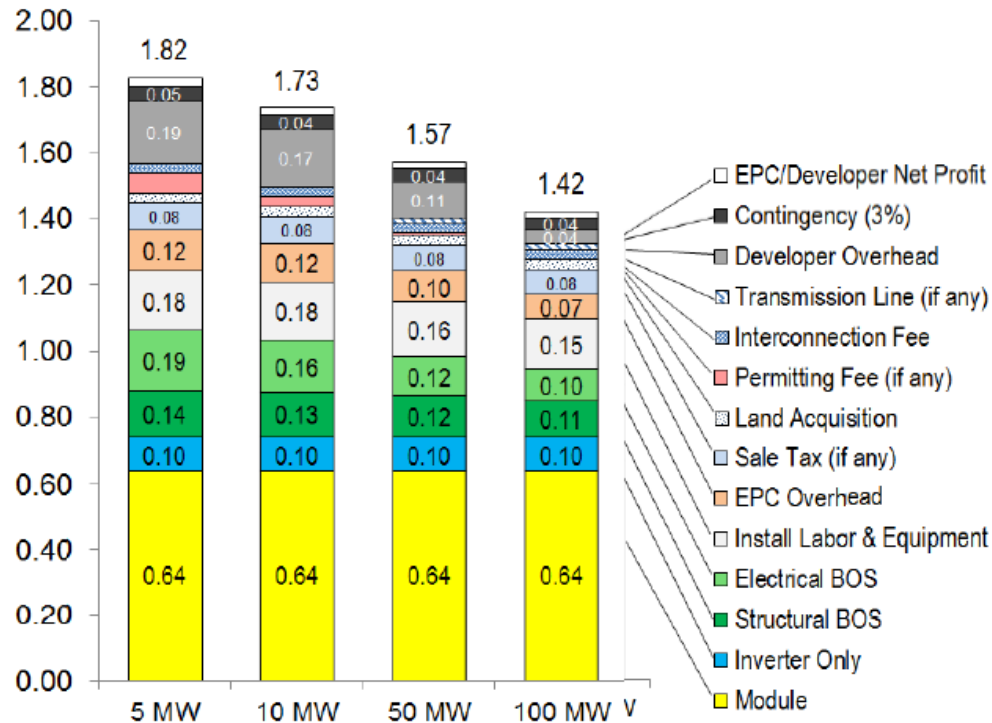
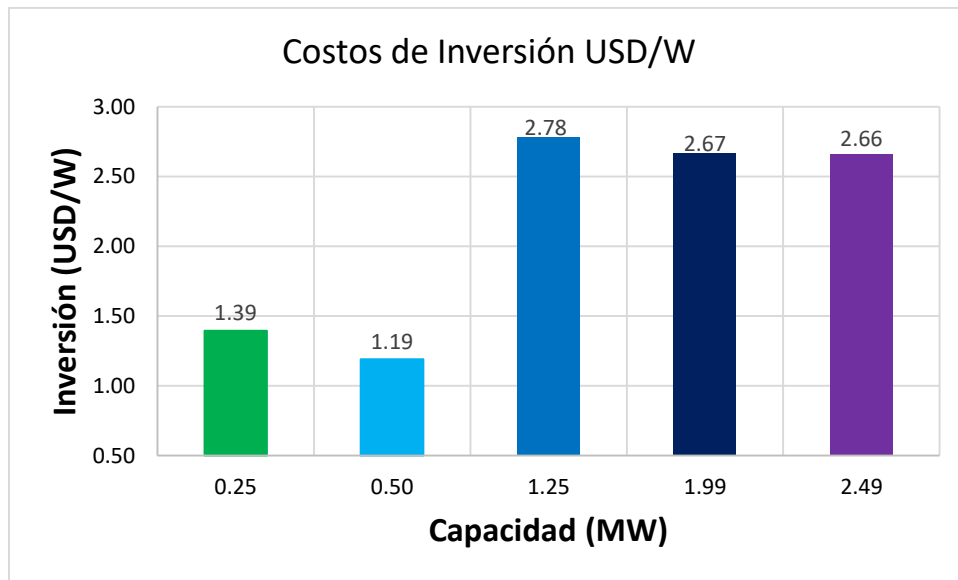


Figura 54. Relación entre capacidad y costo de inversión para plantas FV (NREL, 2016)

En el análisis de este trabajo se observa ligeramente el efecto de la economía de escala (Gráfica 18), sin embargo, como podemos ver, el costo de inversión del caso base (Planta de 0.5MW) es de 1.19 USD/W, este valor es menor al costo de inversión esperado, el cual debería ser mayor a 1.82 UDS/W, según la Figura 54. Esta variación se debe a que para este tamaño de planta no se está considerando costo o renta de terreno.

Al comparar la Planta de 0.5MW y la de 1.25MW (50% del consumo cubierto), es evidente el efecto de compra del terreno, pues los costos de inversión se elevan más del doble.



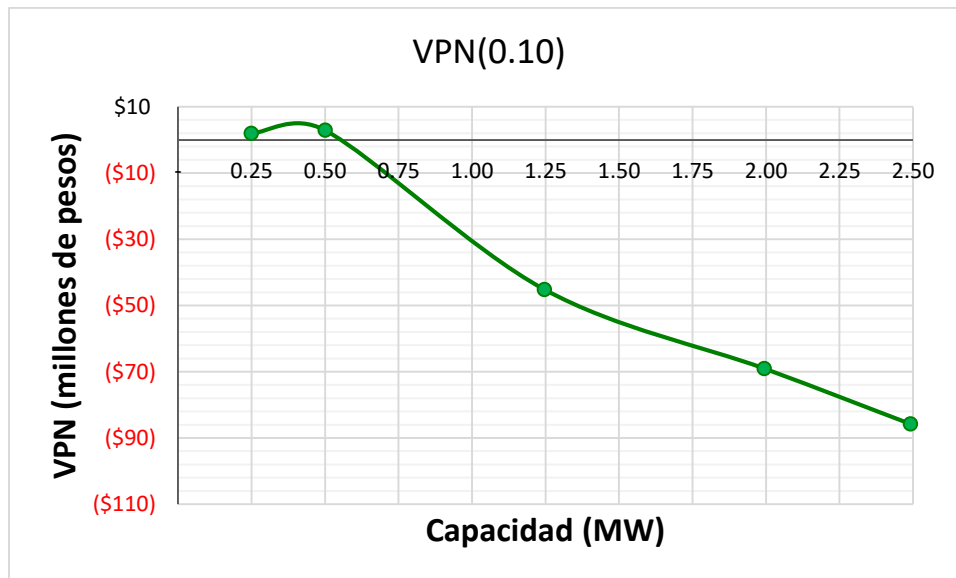
Gráfica 18. Relación entre capacidad y costo de inversión para plantas FV. Elaboración propia

Periodo de Recuperación

En la Tabla 49 vemos que en los proyectos en los que se considera la adquisición del terreno, es decir, aquellos proyectos en los que se cubre el 50%, 80% y 100% del consumo eléctrico de la planta de OI, el periodo de recuperación es de 11 años. Cuando se cubre un consumo del 10% y 20%, el periodo de recuperación es de 5 años.

Valor Presente Neto VPN (0.10)

El VPN muestra, al igual que el PER, que en los casos donde se cubre el 50%, 80% y 100% de la energía, los proyectos no son viables financieramente (Gráfica 19). Estos proyectos necesitarían un esquema de financiamiento para su desarrollo.



Gráfica 19. Rentabilidad de la planta FV caso de estudio a diferentes capacidades. Elaboración propia

Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

De la misma manera que en el caso del VPN, en la Tabla 49 se observa que los proyectos que cubren el 50%, 80% y 100% de la energía presentan tasas de rendimiento negativas, como se mencionó, estos casos no son viables financieramente, a menos que se obtenga un financiamiento adecuado.

4.7. Financiamiento del Proyecto

Para combatir el cambio climático e incentivar la generación de energía mediante fuentes renovables, diversos países en todo el mundo, incluido México, han tomado iniciativas, entre ellas están la gestión de recursos públicos para el financiamiento de proyectos de energía limpia.

En el caso de México, la transferencia de recursos federales es a través del registro de proyectos en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) o mediante la solicitud de recursos o fondos creados por las Secretarías de Estado.

Para la implementación de proyectos de infraestructura de generación de energía eléctrica a través de la utilización de tecnologías de energías renovables, en particular de energía solar fotovoltaica, se han identificado diversos canales y mecanismos a través de Ramos Presupuestales mediante los cuales se hace una transferencia de recursos hacia las Entidades Federativas, Municipios y Secretarías de Estado.

Los Ramos Presupuestales para incentivar la generación mediante energías renovables son los siguientes (CONUEE &GIZ, 2015) :

- Ramo 16. Manejado por la SEMARNAT
- Ramo 18. Organismos e Instituciones responsables del sector Energético del país.
- Ramo 28. Participaciones a Entidades Federativas y Municipios
- Ramo 33. Aportaciones Federales Entidades Federativas y Municipios.

Para el impulso de las energías renovables, la SEMARNAT elaboró una Guía de Programas de Fomento de Energías Renovables. El listado de estos programas se incluye en el Anexo II de este trabajo (CONUEE &GIZ, 2015).

Los programas se clasifican en programas a cargo del Gobierno Federal, programas del sector privado o mixto, y programas Internacionales (SEMARNAT, 2015) .

En la Tabla 50 se describen tres programas que podrían financiar la propuesta en este proyecto. En el Anexo III de este trabajo se muestra la descripción completa de los programas, así como requisitos solicitados.

Tabla 50. Programas de Fomento de Energías Renovables (SEMARNAT, 2015)

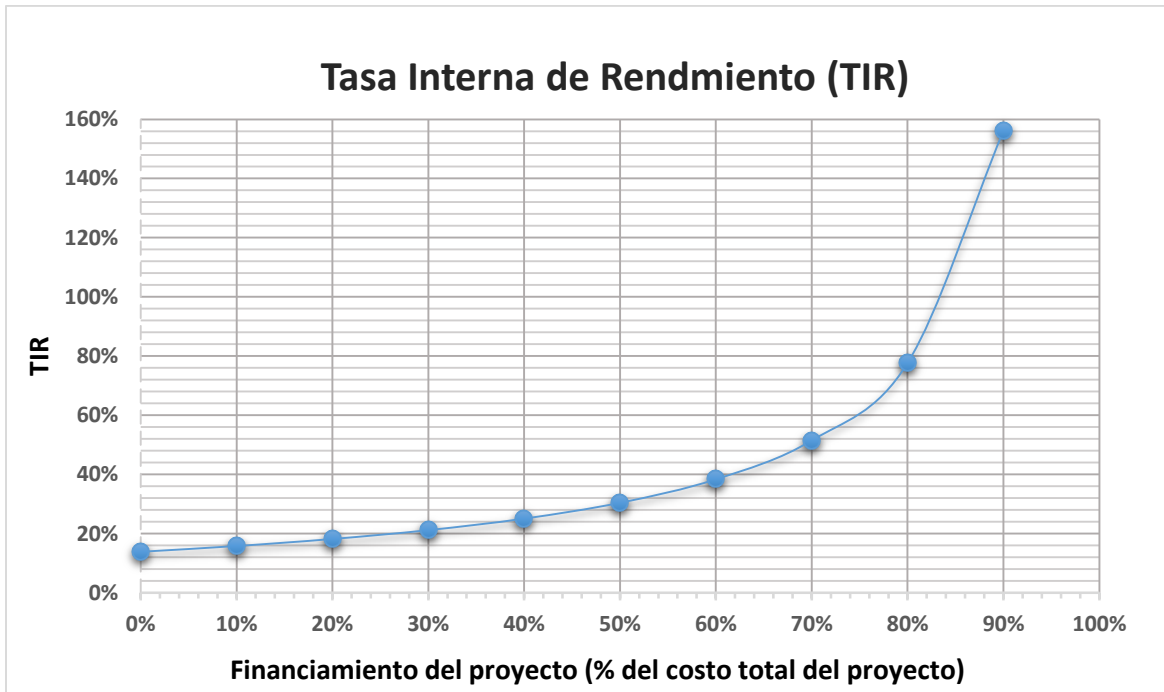
Nombre del Programa	Organismo/Institución	Origen del recurso	Monto
Productividad Agroalimentaria (Programa Federal)	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) Y El Fideicomiso del Riesgo Compartido (FIRCO)	Gobierno Federal/Banco Mundial/Global Environment Fund (GEF)	SAGARPA apoya hasta con el 50% del costo del proyecto. No especifica monto máximo.
Fondo para el Financiamiento de Estudios para Proyectos de Infraestructura (Programas privado o mixto)	Fondo Nacional de Infraestructura. Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos y Sector Privado (FONADIN/BNOBRAS/Sector Privado)	Gobierno Federal 49%/Privados 51%	Inicial de 200 millones de pesos. No aplica devolución en casos de alta rentabilidad social
Mitigación de emisiones mediante energías Renovables (programas internacionales)	Global Environment Facility (GEF)	Organismo Internacional	1 millón de dólares para infraestructura. Hasta 350 mil dólares para preparación de proyectos. Esquema de Fondo perdido en algunos casos

Proyecto con financiamiento

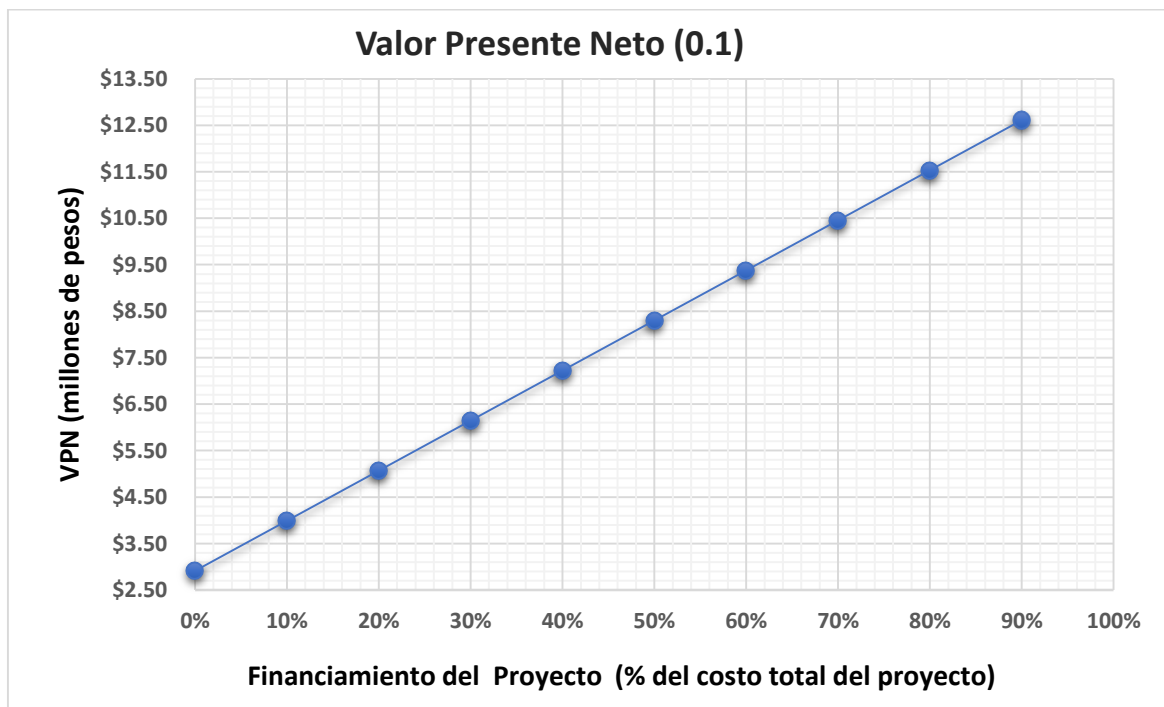
Existen diversas formas de apoyar financieramente el desarrollo del proyecto de este trabajo, y en general todos los proyectos de generación de energía con fuentes limpias.

En la Tabla 50 podemos ver que este proyecto puede ser financiado hasta 50% mediante el programa de Actividad Agroalimentaria; financiado completamente con el Fondo para el Financiamiento de estudios para Proyectos de Infraestructura o con el Programa para la Mitigación de Emisiones mediante Energías Renovables.

En las Gráficas 20 y 21 se observa el efecto del financiamiento en la TIR y VPN del proyecto.



Gráfica 20. Efecto del financiamiento en la TIR del proyecto. Elaboración propia



Gráfica 21. Efecto del financiamiento en el VPN del proyecto. Elaboración propia

En las Gráficas 20 y 21, con el crecimiento exponencial y lineal de la TIR y el VPN, respectivamente, se observa que el proyecto se vuelve bastante atractivo financieramente cuando recibe financiamiento y que es rentable su ejecución.

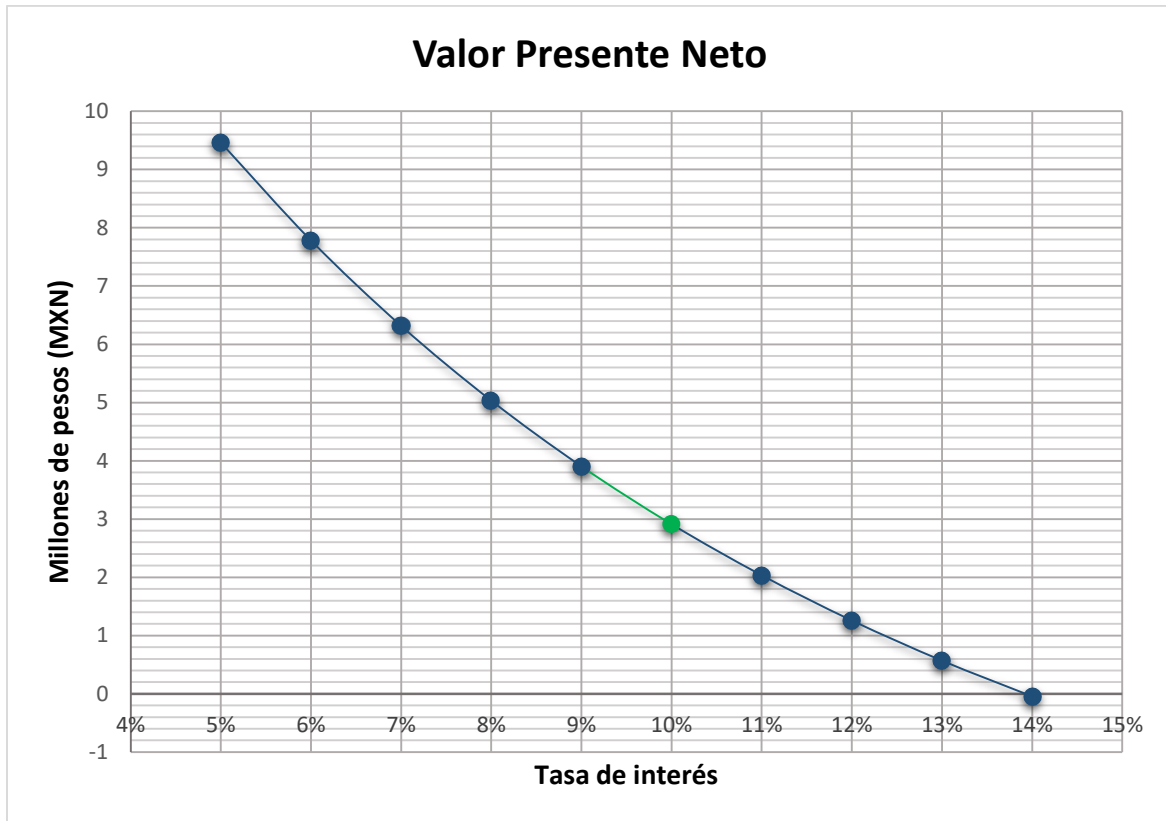
Al momento de buscar el financiamiento del proyecto es necesario considerar los requisitos que debe cumplir el mismo y el límite del financiamiento, ya que tanto las instituciones como los programas de apoyo operan hasta cierto nivel. En el anexo III de este trabajo se presenta los requisitos y montos de algunos programas de financiamiento de proyectos de energía renovable.

Efecto de la tasa de interés en el cálculo del VPN

Uno de los factores que afectan directamente el valor de la TIR y el VPN es la tasa de interés de oportunidad empleada para su cálculo.

La tasa de interés refleja por un lado la pérdida de valor del dinero en el tiempo por efectos de la inflación y, por otro lado, la comparación de distintas posibilidades de inversión en otros proyectos, es decir, el costo de oportunidad. En México la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) recomienda una tasa de interés del 10% (GIZ, 2015).

En este trabajo la evaluación financiera se hizo con la tasa de interés recomendada de 10%; sin embargo, una manera en la cual los proyectos pueden recibir financiamiento es a través de la disminución de la tasa de interés para la obtención de los recursos económicos. En la siguiente gráfica se muestra el efecto que tiene la variación de la tasa de interés en el cálculo del VPN de este proyecto.



Gráfica 22. Efecto de la tasa de interés en el cálculo del VPN del proyecto. Elaboración propia

En la Gráfica 22 se observa que este proyecto es viable para una tasa de interés máxima de 14%; para tasas por arriba de ésta, el proyecto no es viable; es decir, no se debe aceptar tasas mayores a 14% para la obtención de los recursos económicos del proyecto.

En el caso contrario, la disminución en la tasa de interés favorece significativamente la rentabilidad del proyecto, con un financiamiento adecuado el proyecto puede ser muy rentable financieramente.

4.8. Respuestas de la comunidad

Para el desarrollo de proyectos de inversión, además de la evaluación económica y financiera y análisis de sensibilidad, igual de importante es realizar una evaluación del impacto social del proyecto.

La Ley de la Industria Eléctrica define la Evaluación del Impacto Social como “un instrumento que deberá contener la identificación, caracterización, predicción y valoración de los impactos sociales que podrían derivarse de las actividades del proyecto, así como las medidas de mitigación correspondientes” (USAID, ICM & CCCMéxico, 2019, p.41). La evaluación del impacto social busca evaluar y generar información sobre los posibles impactos del desarrollo de proyectos energéticos en el mediano plazo y cómo se mitigarán (USAID, ICM & CCCMéxico, 2019).

Todo proyecto de infraestructura tiene un impacto en la comunidad donde se desarrolla, la manera en cómo impactará depende del contexto, escala y condiciones particulares del territorio o de la tecnología. Generalmente los impactos se intensifican en proyectos de gran escala.

Los impactos sociales de megaproyectos pueden alterar la forma en que las comunidades viven, trabajan, se relacionan entre sí, y se organizan para satisfacer sus necesidades, incluyendo aquellos que puedan afectar sus derechos, creencias y valores que rigen su cosmovisión, entorno y contextos socioculturales (USAID, ICM & CCCMéxico, 2019).

En los últimos años algunos proyectos de energías renovables han causado conflictos sociales, los cuales si no se evalúan desde el inicio o no se mitigan de la manera adecuada pueden ocasionar conflictos bastante fuertes en la comunidad ocasionando su retraso o incluso cancelación a pesar de que sean proyectos de inversión altamente rentables.

Un ejemplo de respuesta negativa por parte de la comunidad se tuvo en el caso del proyecto de un parque eólico ubicado en la región de La Ventosa, Oaxaca, donde la mayoría de la población en la comunidad es indígena.

El proyecto, que contó con participación internacional y financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), pretendía construir el parque eólico más grande de América Latina, con 132 aerogeneradores en tierra y una capacidad instalada de 396 MW.

Para el proyecto era necesario el aprovechamiento de más de 1,643 hectáreas de tierras de propiedad común. Desde el inicio se manifestó el rechazo comunitario al proyecto y por más de dos años de protestas, asambleas, bloqueos y violencia, tanto en contra de los proyectos como en contra de sus opositores.

La instalación de parques eólicos ha tenido otras afectaciones importantes a nivel local y regional, como tala de árboles, inundaciones y sequías.

Los principales parques eólicos no proveen electricidad a las comunidades locales que los rodean y no contribuyen a reducir la pobreza, entre otras cosas, debido a que el cambio en el uso del suelo ha tenido implicaciones negativas como el incremento en el precio de la tierra y la imposibilidad de trabajar el campo.

El Caso de La Ventosa muestra que la conflictividad social alrededor de megaproyectos de energía renovable sucede en un contexto sumamente complejo, tanto a nivel nacional como local.

El desarrollo de los proyectos involucra diversos intereses materiales, poblaciones, instituciones y territorios. Es fundamental una adecuada atención a la conflictividad social mediante procesos que incorporen la diversidad de visiones y posturas de manera justa, participativa y culturalmente adecuada socioculturales (USAID, ICM & CCCMéxico, 2019).

El caso de estudio de este proyecto prevé que no hay amenaza a los intereses de la comunidad debido a la pequeña escala del proyecto; sin embargo, es necesario prever y tomar en cuenta las posibles respuestas de la comunidad.

Ante estas circunstancias, se mencionarán los principales puntos a tener en cuenta para evitar posibles oposiciones a los proyectos de parques fotovoltaicos en el municipio de Los Cabos, CBS.

- **Tecnología.** La tecnología de módulos FV, a diferencia de los aerogeneradores, no generan ruido y su contaminación al agua y aire es prácticamente nula.
- **Dimensión del proyecto.** A mayor escala, mayor es el impacto hacia la sociedad. En el caso de estudio se contempla una planta de 0.5MW, la cual se estima no generará inconvenientes por parte de la población.
- **Ubicación del proyecto.** Desde su planeación, el proyecto debe contemplar una ubicación estratégica que no afecte los intereses de la comunidad, ya sea territorio productivo para la agricultura, ganadería, pesca, o algún resguardo cultural, turístico o religioso. Los proyectos de desalación en Los cabos se están planeando con una ubicación en el oeste del municipio, alejados de la zona turística y en territorios donde no se tiene agricultura, ni ganadería (Gobierno de Baja California Sur, 2020).
- **Protección de pueblos indígenas.** De acuerdo con la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas, el estado de Baja California Sur es uno de los estados que no tiene población indígena significativa, junto con Colima, Aguascalientes, Nuevo León y Zacatecas (González A. , 2021).
- **Participación ciudadana y generación de empleos locales.** El desarrollo del proyecto debe generar empleos locales, en beneficio de la comunidad.
- **Programa de información acerca del proyecto.** Es importante crear talleres o actividades encaminadas a la difusión del proyecto a informar a la comunidad acerca de los beneficios de éste, así como tomar en cuenta la opinión comunitaria.

Con estas observaciones destaca la importancia de informar adecuadamente a la comunidad respecto a los beneficios obtenidos con los proyectos, que éstos realmente sean en beneficio de la comunidad y que no atenten contra sus intereses. En el caso de estudio, el beneficio social de proveer de agua potable a las comunidades una prioridad por atender, ya que el suministro de agua potable representa una problemática crítica para las familias que viven en Los Cabos.

El aprovechamiento de la energía solar en el Municipio de Los Cabos tiene muchas ventajas, como se ha mencionado; sin embargo, se debe tener en cuenta que en todo proyecto es necesario realizar el análisis de ciclo de vida, el cual queda fuera de los alcances de este trabajo.

Para este proyecto en particular se recomienda realizar un análisis de ciclo de vida con enfoques consecuente y social; es decir, identificar las consecuencias sobre el medio ambiente en todo el ciclo de vida del proyecto, desde la fabricación de los módulos fotovoltaicos hasta la buena disposición de la salmuera obtenida en el proceso de desalación.

El enfoque social tiene la intención de evaluar implicaciones sociales y posibles impactos negativos a las comunidades (Del Campo & Gilraldi, 2019) . En este trabajo se realizó una aproximación a las respuestas que tendría la comunidad; sin embargo, es necesario un estudio detallado como parte del análisis de beneficio/costo.

Conclusiones

El análisis de sensibilidad desarrollado en este capítulo muestra que existen factores que pueden afectar significativamente la rentabilidad del proyecto y algunos otros no tienen efecto mayor.

El factor que menos impacto tiene en el proyecto son los costos de inversión, ya que estos pueden aumentar hasta un 20% sin que el proyecto deje de ser rentable. Sin embargo, el proyecto sí es susceptible a la variación en los costos de operación y mantenimiento, pues cuando estos son más altos del 8% anual de la inversión, el proyecto deja de ser rentable.

Las tarifas de electricidad son un factor clave que determina la viabilidad de la propuesta. Los resultados muestran que si las tarifas caen a 2.0 \$/kWh o menor precio, no conviene financieramente realizar el proyecto bajo estas condiciones, pues la electricidad comprada sería más barata a la generada.

Otro factor que tiene efectos importantes es el precio del dólar. El análisis muestra que si el dólar alcanza valores de 23.5 pesos o más, este proyecto no genera ganancias económicas. La paridad peso-dólar es una variable que influye fuertemente en el proyecto y en la economía en general.

Por otro lado, es importante mencionar el efecto que tiene sobre el proyecto el tamaño de la planta FV, pues a mayor capacidad se requiere mayor área para la instalación de los módulos fotovoltaicos. La compra del terreno es un factor que incrementa significativamente los costos de inversión y rentabilidad del proyecto, además de que agrega incertidumbre por el costo de este. Este tipo de proyectos necesitan necesariamente financiamiento para su funcionamiento.

Finalmente, es muy importante tener en cuenta el financiamiento de proyectos de energías renovables, pues como se vio en este trabajo, algunos proyectos con un alto

impacto social y ambiental no necesariamente generan grandes rendimientos, es por ello la necesidad de incentivos para su puesta en marcha.

En el caso de estudio, vemos que este proyecto no necesita grandes sumas de financiamiento para que el mismo genere millones de pesos ahorrados en el pago de la electricidad por parte de la planta desaladora, debido a que en sí el proyecto ya genera ganancias. Un adecuado financiamiento haría este proyecto mucho más atractivo.

Capítulo 5

Conclusiones Generales

Este trabajo es una propuesta a las numerosas acciones que debe tomar México, tanto en el mercado eléctrico mayorista, como en la generación distribuida y en general en el sector energético para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, el calentamiento global y cambio climático y, sobre todo, no poner en riesgo la salud de la población por falta de agua potable o por contaminación del aire, lo cual tiene graves repercusiones en las comunidades.

La propuesta de una planta desaladora de 2,200 m³/día donde el 20% de la electricidad requerida para su funcionamiento sea generada a través de Módulos Fotovoltaicos, es una alternativa ante la problemática agua-energía que se presenta en Baja California Sur.

El análisis realizado en este trabajo muestra que el proyecto es económicamente viable, al no generar pérdidas económicas, más aún vemos que existen diversos mecanismos de financiamiento para el apoyo a proyectos de energías renovables y tratándose del gran impacto positivo a la sociedad, el cual es proveer de agua a las comunidades para satisfacer sus necesidades básicas, la propuesta es muy atractiva para recibir financiamiento tanto del Gobierno Federal, como de Organismos Internacionales.

Con el estudio realizado en este trabajo, la principal conclusión que se obtiene es que no hay razón por la cual municipios y comunidades, específicamente Los Cabos sufran de

escasez de servicios básicos como son suministro de agua y energía, pues el Estado de Baja California Sur tiene un alto potencial de aprovechamiento de energías renovables.

El Binomio Agua - Energía es medular para el desarrollo social y económico de cualquier región, la falta de agua genera graves problema a la salud, ya que el consumo de agua contaminada es la principal causa de enfermedades y defunciones en la población infantil.

Respecto a la contaminación del aire mediante la emisión de GEI por el uso de fuentes convencionales de energía, por un lado, incrementa el calentamiento global, teniendo graves consecuencias en el cambio climático, intensificando las sequías, menor recarga de acuíferos, calor extremo, clima de incendios, lluvias torrenciales, entre muchos otros fenómenos. “Se requieren reducciones inmediatas, rápidas y a gran escala de las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el calentamiento del planeta a 1.5°C” (IPCC, 2021).

Por otra parte, con la pandemia generada por la enfermedad COVID-19, vemos la prioridad que tiene tomar medidas e inversiones en cuestión de salud. La contaminación del aire, al hacer a la población más propensa a enfermedades respiratorias, es un factor que intensifica los efectos de COVID-19. El aumento en la temperatura del planeta y el cambio climático y será una gran problemática a la que nos enfrentaremos si no se toman acciones inmediatas.

Anexos

Anexo I

Tabla comparativa Plantas FV instaladas en México. Elaboración propia

Ubicación	CASO DE ESTUDIO	Puebla ¹	Aura Solar La Paz BCS ²	Don José, Gto. ³	Santa Rosalía ⁴
inicio operación		2020	2013	2018	2012
Capacidad (MW)	0.50	200	39	238	1
Potencia módulo (Wp)	450	-	-	-	240
Cantidad de módulos	1,440	720,000	132,000	850,000	4,172
Inversión total (UDS)	\$ 511,822.29		\$ 100,000,000.00	\$ 220,000,000.00	\$ 3,952,905.81
Generación anual (MWh)	1,093.21	551,000.00	82,000.00	625,000.00	2,000.00
Área requerida m ²	8,549.57 (mínima)	7,030,000.00	1,000,000.00	13,000,000.00	6,913.00
Inversión (\$USD/W)	\$ 1.02	-	\$ 2.56	\$ 0.92	\$ 3.95
Cantidad de módulos /kWh)	2.88	3.60	3.38	3.57	4.17
Área m²/kW	17.10	35.15	25.64	54.62	6.91

Referencias:

1. Iberdrola México. (2021). *Cuyoaco, el tercer parque fotovoltaico de Iberdrola en México*. Obtenido de Iberdrola Renovables: <https://www.iberdrolarenovablesmexico.com/cuyoaco-el-tercer-parque-fotovoltaico-de-iberdrola-en-mexico/>
2. Expansión. (25 de marzo de 2014). *Aura Solar, la revolución fotovoltaica*. Obtenido de <https://expansion.mx/opinion/2014/03/25/aura-solar-la-revolucion-fotovoltaic>
3. Gobierno de México. (13 de junio de 2018). *Secretaría de Energía*. Obtenido de La planta solar fotovoltaica Don José, localizada en Guanajuato, cuenta con una inversión alrededor de 220 millones de dólares: <https://www.gob.mx/sener/articulos/la-planta-solar-fotovoltaica-don-jose-localizada-guanajuato-cuenta-con-una-inversion-alrededor-de-220-millones-de-dolares>
4. CFE. (2012). Manifestación de Impacto ambiental, Modalidad Particular, Proyecto Central Fotovoltaica Santa Rosalía, BCS. Baja California Sur, México.

Anexo II

Programas de Fomento de Energías Renovables (CONUEE & GIZ, 2015).



Anexo III

Descripción completa de algunos programas de Fomento de Energías Renovables (SEMARNAT, 2015).

Nombre del programa:	PRODUCTIVIDAD AGROALIMENTARIA (en descuento al Programa de Desarrollo Rural Sustentable, PDRS)
Organismo / Institución:	Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA) y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (Firco)
Origen del recurso:	Gobierno Federal – Banco Mundial – Global Environmental Fund (GEF)
Objetivo:	Contribuir a que las unidades económicas en el Sector agroalimentario, inviertan en desarrollo de capital físico, humano y tecnológico, a través de incentivos al financiamiento, capitalización, valor agregado, administración de riesgos de mercado, desarrollo de capacidades, investigación y desarrollo tecnológico
Apoyo que otorga:	Apoyos para personas físicas o morales que se dediquen a actividades relacionadas con el sector agroalimentario, que requieran incrementar su escala productiva con infraestructura y equipamiento para mejorar el manejo postproducción
Monto:	SAGARPA apoya con hasta el 50% del costo del proyecto
Intereses:	No aplica
Tiempo de devolución:	No aplica
Requisitos	Cobertura
Presentar: <ul style="list-style-type: none"> • Solicitud suscrita por el productor interesado y/o los representantes legales a la Gerencia Estatal del Firco • Plan de Negocios • Copia de la Cedula de Registro Federal de Contribuyentes • Copia expedida por fedatario público del acta constitutiva de la empresa u organización solicitante • Copia expedida por fedatario público del documento que otorga poderes de representación legal de la organización u empresa solicitante • Copia de la credencial de elector o pasaporte vigente del productor, o de los representantes legales de la empresa u organización 	<ul style="list-style-type: none"> • Todo el país • Apoyos para biodigestores, sistemas fotovoltaicos Interconectados a la red, sistemas térmicos solares, tecnologías de eficiencia energética, y moto-generadores y turbinas
Duración del trámite:	60 días máximo una vez cubiertos todos los requisitos
Información adicional:	
Contacto:	
Oficinas Centrales del Firco Dirección Ejecutiva de Apoyo a los Agronegocios Av. Cuauhtémoc 1230 PH, Col. Santa Cruz Atoyac Delegación Benito Juárez, México, D.F., C.P. 03300, Tel. 5062 1200 Ext. 31101 octavio.montufar@firco.sagarpa.gob.mx www.firco.gob.mx	

PROGRAMAS PRIVADOS O MIXTOS

Nombre del programa:	FONDO PARA EL FINANCIAMIENTO DE ESTUDIOS PARA PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA
Organismo / Institución:	Fondo Nacional de Infraestructura, Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos y Sector privado (FONADIN / BANOBRAS/ Sector Privado)
Origen del recurso:	Gobierno Federal 49%/ Privados 51%
Objetivo:	Ser el vehículo de coordinación del Gobierno de México para el desarrollo de infraestructura en los sectores de comunicaciones, transporte, agua, medio ambiente y turismo, apoyando en la planeación, diseño, construcción y transferencia de proyectos de infraestructura con impacto social o rentabilidad económica, en los que participe el sector privado
Apoyo que otorga:	Fondo creado conjuntamente por el Fondo Nacional de Infraestructura de BANOBRAS, y el sector privado, con el objeto de apoyar al Gobierno Federal y a los gobiernos estatales y municipales, en el desarrollo de estudios que permitan agilizar la realización de proyectos de infraestructura
Monto:	Inicial de 200 millones de pesos
Intereses:	
Tiempo de devolución:	No aplica en casos de alta rentabilidad social
Requisitos	Cobertura
<p>Los proyectos de infraestructura deberán ser promovidos por el sector público, debiendo requisitar el formato de Ficha Técnica o Plan de Negocios.</p> <p>Presentar:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Escrito de la dependencia, solicitando la ejecución del estudio o diseño a realizar • Descripción del proyecto. Explicar antecedentes, situación actual y problemática, presentar resumen ejecutivo del proyecto, en qué consiste, características principales y alcances • Autorizaciones necesarias para la ejecución del proyecto (aprobadas, faltantes y el tiempo estimado para obtenerlas) • Alcance del estudio o diseño a realizar (Términos de referencia) • Catálogo detallado de las actividades o capítulos que debe incluir el estudio o diseño a realizar (entregables). Normas y especificaciones técnicas aplicables • Relación de información básica disponible (topográfica, climatológica, aforos, parámetros de diseño y otra base para la ejecución del estudio o diseño a realizar) • Tiempo disponible para la ejecución del estudio o diseño a realizar • Fecha en la que se tiene programado realizar la licitación del proyecto • Tiempo estimado hasta la entrega del producto final • Costo que la dependencia estima debe costar el estudio o diseño a realizar (referencias de costos en estudios similares) • Relación de empresas que la dependencia considera capaces de realizar el proyecto • Nombre y cargo del técnico de la dependencia, responsable de la ejecución del proyecto 	Gobierno Federal, gobiernos estatales y municipales

Nombre del programa:	MITIGACIÓN DE EMISIONES MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES
Organismo / Institución:	Global Environmental Facility (GEF)
Origen del recurso:	Organismo Internacional
Objetivo:	
Apoyo que otorga:	Donaciones a los países en desarrollo y países con economías en transición para proyectos relacionados con la biodiversidad, el cambio climático, aguas internacionales, degradación de la tierra, la capa de ozono, los contaminantes orgánicos persistentes y mercurio
Monto:	1,000,000.00 de dólares para infraestructura. Hasta 350,000.00 mil dólares para preparación de proyectos
Intereses:	No aplica
Tiempo de devolución:	Fondo perdido (en algunos casos)
Requisitos	Cobertura
<ul style="list-style-type: none"> • Países en desarrollo que han ratificado un tratado relevante • Países con economías en transición, si son parte de un tratado apropiado y son prestatarios del Banco Mundial o receptores de asistencia técnica por el PNUD • El proyecto debe reflejar prioridades nacionales o regionales con el soporte del país o países involucrados, y mejorar el medio ambiente global o avanzar en los esfuerzos para reducir sus riesgos 	Apoyo a los municipios para: <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de barreras para la conservación y eficiencia de energía • Promoción de la adopción de energía renovable • Reducción de costos de tecnología relacionada con la emisión de gases de efecto invernadero; y • Desarrollo de transporte sustentable • Promoción de sistemas urbanos integrados de bajas emisiones • Fomento a la conservación y mejoramiento de stocks de carbono en bosques y otros usos del suelo • Apoyo a la agricultura climáticamente resiliente
Duración del trámite:	N/D
Información adicional:	Para el periodo 2014-2018 México optó por integrar una Cartera Nacional de Proyectos GEF, que le permitiera programar los recursos GEF, por lo que celebró una convocatoria en 2014. Se vuelve a abrir en 2018
Contacto:	
<p>GEF Secretariat 1818 H Street, NW, Mail Stop P4-400 Washington, DC 20433 USA Tel: (202) 473-0508 USA, Tel: (202) 473-0508, Fax: (202) 522-3240/3245 www.thegef.org Existen 18 agencias instrumentadoras del GEF, 10 son relevantes para México: El Banco de Desarrollo de América Latina CAF http://www.caf.com, la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y Agricultura FAO, http://www.fao.org, el Banco Interamericano de Desarrollo BID http://www.iadb.org, el Fondo Internacional de Desarrollo Agrícola, http://www.ifad.org/, la Unión Internacional para la Conservación de Naturaleza UICN http://www.iucn.org, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD, www.undp.org.mx, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, www.pnuma.org, la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial ONUDI, el Banco Mundial y el Fondo Mundial para la Naturaleza http://www.wwf.org.mx</p>	

Anexo IV

Factores de Emisión para diésel y Combustóleo (INECC, 2014).

Tabla 4. Factores de emisión e incertidumbre para diésel.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ /kg comb.	kgCO ₂ /l comb.
PEMEX DIÉSEL ZMVM	0.827	85.78	42.83	20.03	73,385.49	3.143	2.599
PEMEX DIÉSEL ZMM 1	0.832	85.78	43.08	19.91	72,959.62	3.143	2.614
PEMEX DIÉSEL ZMM 2	0.817	85.84	43.34	19.81	72,572.65	3.145	2.569
PEMEX DIÉSEL ZMG 1	0.826	85.40	42.98	19.87	72,805.41	3.129	2.586
PEMEX DIÉSEL ZMG 2	0.826	85.85	43.18	19.88	72,850.05	3.146	2.597
PEMEX DIÉSEL RP L. DE MORENO	0.832	85.91	42.87	20.04	73,428.12	3.148	2.618
PEMEX DIÉSEL RP VILLAHERMOSA	0.820	85.82	42.37	20.25	74,216.80	3.145	2.579
PEMEX DIÉSEL RP SALAMANCA	0.827	86.07	43.27	19.89	72,884.82	3.154	2.609
PEMEX DIÉSEL RP TULA	0.833	85.95	45.92	18.72	68,582.96	3.149	2.625
PEMEX DIÉSEL RP LEON	0.829	85.63	43.15	19.84	72,713.88	3.138	2.602
PEMEX DIÉSEL REF. CADEREYTA	0.812	85.83	43.37	19.79	72,514.00	3.145	2.552
PEMEX DIÉSEL REF. MADERO	0.810	85.80	43.44	19.75	72,371.85	3.144	2.547
DIÉSEL MARINO REF. CADEREYTA	0.839	85.90	43.09	19.94	73,044.73	3.147	2.640
DIÉSEL MARINO TAR VERACRUZ	0.832	85.93	42.48	20.23	74,119.50	3.149	2.620
DIÉSEL IND. TAR MINATITLÁN	0.822	85.95	42.38	20.28	74,311.69	3.149	2.589
Promedio	0.826	85.83	43.18	19.88	72,850.77	3.145	2.596
Desviación estándar	0.008	0.16	0.83	0.36	1,334.57	0.006	0.027
Incertidumbre 95% Confianza	0.005	0.10	0.54	0.24	861.46	0.004	0.017
% Incertidumbre 95%Confianza	0.64	0.12	1.24	1.18	1.18	0.12	0.66
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	1	1	1	1

Nota: ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México. RP: Resto del país. ZMM: Zona Metropolitana de Monterrey. ZMG: Zona Metropolitana de Guadalajara. L.: Lagos. REF.: Refinería. TAR: Terminal de Almacenamiento y Recibo.



Tabla 5. Factores de emisión e incertidumbre para combustóleo.

Muestra	Densidad	Contenido de carbono	PCN	Contenido de carbono	Factores de emisión		
	kg/litro	% Peso	MJ/kg	kg C/GJ	kgCO ₂ /TJ	kgCO ₂ /kg comb.	kgCO ₂ /l comb.
COMBUSTÓLEO TAR TULA	0.991	86.03	39.00	22.06	80,827.20	3.152	3.124
COMBUSTÓLEO REF. TULA	0.988	83.62	39.39	21.23	77,785.09	3.064	3.026
COMBUSTÓLEO REF. MADERO	1.018	83.40	38.71	21.54	78,943.26	3.056	3.111
COMBUSTÓLEO REF. CADEREYTA	0.986	83.96	39.61	21.20	77,667.58	3.076	3.033
COMBUSTÓLEO TAR SALAMANCA	1.013	86.01	38.42	22.39	82,028.31	3.152	3.192
Promedio	0.999	84.60	39.03	21.68	79,450.29	3.100	3.097
Desviación estándar	0.015	1.31	0.49	0.52	1,920.29	0.048	0.069
Incertidumbre 95% Confianza	0.017	1.46	0.54	0.59	2,146.95	0.054	0.077
% Incertidumbre 95%Confianza	1.70	1.73	1.39	2.70	2.70	1.73	2.50
# Muestras % deseado incert.	1	1	1	2	2	1	2

Nota: TAR: Terminal de Almacenamiento y Recibo. REF.: Refinería.

Referencias

- IDAE. (2011). Empleo asociado al impulso de las energías Renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. Madrid, España.
- 3e Instalaciones. (23 de junio de 2021). Suministro de Módulos solares e Inversores de corriente. Ciudad de México, México.
- Acciona. (2021). *O&M IDAM REFINERÍA TALARA*. Obtenido de <https://www.acciona-mx.com/proyectos/idam-talara/>
- Ayuntamiento de Los Cabos, BCS. (2015). Plan de Desarrollo Municipal Los Cabos 2015-2018. Los Cabos, Baja California Sur, México.
- Banco de México. (06 de septiembre de 2021). *Serie histórica diaria del tipo de cambio peso-dólar - (CF373)*. Obtenido de Sistema de Información Económica: <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=6&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF373&locale=es>
- Banco de México. (agosto de 2021). *Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A.*. Obtenido de <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/tipCamMIAction.do?idioma=sp>
- Banco Mundial. (2019). *Global Solar Atlas*. Obtenido de <https://globalsolaratlas.info/download/world>
- Barberá, S. D. (2016). Introducción a la Energía Fotovoltaica. México.
- Blanco, Y. L., & Gutiérrez, A. (2019). *Desarrollo de un prototipo desalinizador de agua de bajo costo, mediante la implementación de energía solar para el consumo humano*. Bucaramanga, Santander.
- Blas, M. D. (2011). Energía Solar Fotovoltaica. Zaragoza, España.
- Brunini, A., Pandolfi, D., & Rodríguez, R. G. (2017). *Construcción de una Planta Piloto de Desalinización de agua de mar mediante un proceso de Humidificación-Deshumidificación*. Universidad Nacional de la Patagonia Austral.
- Burdiles, P., Carrasco, F., & Platzer, W. (2017). Estudio de Factibilidad de Tecnología Ósmosis Inversa con Energía Solar. Chile.
- Bureau of energy efficiency India. (22 de november de 2021). Pumps and pumping system. Government of India, Ministry of power, Indis.
- cceeee . (2021). Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red I: Nivel Residencial y Comercial. Oaxaca, México.

- CEMDA. (2017). *Marco Jurídico de las Energías Renovables en México*. México.
- CEMIEGEO. (2019). *Geotermia en México*. Obtenido de Geotermia en México: <http://www.cemiegeo.org/index.php/geotermia-en-mexico>
- CENACE. (2015). Criterios mediante los que se establecen las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. México.
- CENACE. (2020). *Acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento del al epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)*. México.
- CERCA. (2018). *Plan de Transición Energética para Baja California Sur*. México.
- CET. (8 de octubre de 2020). *INPC Registro Septiembre 2020*. Obtenido de Colegio de Economistas de Tamaulipas A.C.: <http://economistam.org/inpc-setiembre-2020/>
- CFE. (2012). Manifestación de Impacto ambiental, Modalidad Particular, Proyecto Central Fotovoltaica Santa Rosalía, BCS. Baja California Sur, México.
- CFE. (agosto de 2021). *Tarifas Industriales*. Obtenido de <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/DemandaIndustrialSu b.aspx>
- Cipollina, A., Subiela, V. J., Tzen, E., & Papapetrou, M. (17 de August de 2014). *Renewable Energy Desalination: Performance analysis and operating data of Existing RES- Desalination Plants*. Palermo, Italy.
- CONAGUA. (2013). *Programa Nacional Contra la Sequía*. México.
- Consejo de Cuenca Baja California Sur. (2013). *Programa de Medidas Preventivas y de Mitigación de la Sequía*. Baja California Sur.
- CONUEE & GIZ. (2015). *Guía para el Desarrollo de Proyectos de Generación con Fuentes Renovables*. México.
- Correa, F. (2005). *El impacto social y económico de la desalación de agua de mar*. Ciudad de México, México, México.
- Cosín, C. (marzo de 2021). *Desalación y Energías Renovables*. Obtenido de <https://www.iagua.es/blogs/carlos-cosin/desalacion-y-energias-renovables>
- CPS Noticias. (9 de abril de 2020). *Tribuna de Los Cabos*. Obtenido de Contaminación del aire vulnera a Baja California Sur ante COVID-19: <https://tribunadeloscabos.com.mx/contaminacion-del-aire-vulnera-a-baja-california-sur-ante-covid-19-41378/>
- CRE. (2020). Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos. México.
- Dato, A. D. (2018). *Desalación con Energía Solar Fotovoltaica: Impacto en la REgión Murcia*. Cartagena, Colombia.

- De la Peña, J. (2021). Estudio y desarrollo de un planta solar fotovoltaica. Madrid, España.
- Del Campo, C., & Gilraldi, M. (2019). Análisis de Ciclo de Vida. México, Ciudad de México.
- Dévora, G. E., González, R., & Saldívar, J. (2013). *Desalación de agua de pozos y su empleo en la agricultura, mediante la técnica de ósmosis inversa*. Ciudad Obregón, Sonora , México: ITSON.
- DGEA, & GIZ. (2018). Estudio de Determinación de Costos de Operación, Mantenimiento y Administración Fijos de Generación con base en energías Alternativas. Tomo 1: Generación Solar Fotovoltaica. La Paz, Bolivia.
- Diario Oficial de la Federación de México. (30 de 12 de 2013). *Lineamientos para elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión*. . Obtenido de Secretaría de Hacienda y crédito Público. Subsecretaría de Egresos: <https://www.gob.mx/shcp/documentos/lineamientos-para-elaboracion-y-presentacion-de-los-analisis-costo-y-beneficio-de-los-programas-y-proyectos-de-inversion>
- Díaz, T., & Carmona, G. (2021). capítulo 1. Componentes de una instalación solar fotovoltaica. En T. Díaz, & G. Carmona, *Instalaciones solares fotovoltaicas* (pág. 9). McGrawHill.
- ecoagua. (diciembre de 2016). *Evaporación instantánea multietapa*. Obtenido de Evaporación instantánea multietapa: <https://ecoagua.com/2016/12/29/evaporacion-instantanea-multietapa-m-s-f/>
- Edward Jones, M. Q. (2019). The state of Desalination and Brine production: a grlobal outlook. *Science of the Total Environment*, 1346-1350.
- EnDev/GIZ. (2013). Curso para Calificación ocupacional nivel operativo. Instalación de sistemas Fotovoltaicos. Lima, Perú.
- Energía Solar. (3 de junio de 2020). *¿Qué es un concentrador solar?* Obtenido de Energía Solar: <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/componentes/concentrador-solar>
- Enlight. (junio de 2020). *El impacto del COVID-19 y la caída del precio del petróleo en la energía renovable*. Obtenido de <https://www.enlight.mx/el-impacto-del-covid19-y-la-caida-del-precio-del-petroleo-en-la-energia-renovable/>
- Enriquez, V. J. (2020). Diseño de una Planta Embotelladora de Agua mediante un Sistema de purificación por Ósmosis Inversa. Ciudad de México, México.
- Expansión. (25 de marzo de 2014). *Aura Solar, la revolución fotovoltaica*. Obtenido de <https://expansion.mx/opinion/2014/03/25/aura-solar-la-revolucion-fotovoltaica>
- EY México & GIZ. (2018). *Nueva Era de la Energía en México. De Fundamentos Institucionales al Enfoque eléctrico*. Alemania: bonnprint.com GmbH, Siegburg.
- Federici, P. (abril de 2017). Estudio del comportamiento de la Salmuera descargada al Mar mediante Emisarios Submarinos. Chile.
- Fernández, M. M. (2016). Planta de Ósmosis Inversa de un Ferry tipo Ropax. Cartagena, Colombia.

- García, L. F. (octubre de 2012). Análisis y simulación de la tecnología de Ósmosis Inversa con Fuentes Energéticas no convencionales. Las Palmas, Gran Canaria, España.
- Garciano, J. C. (23 de enero de 2018). Uso, manejo y apropiación del agua en destinos turísticos. El caso del municipio de Los Cabos, Baja California Sur. La Paz, Baja California Sur, México.
- Ghermandi, A., & Messalem, R. M. (septiembre de 2009). Solar- driven desalination with reverse osmosis: The state of the art. *Desalination and Water Treatment*. Beer Sheva, Israel.
- GIZ. (30 de noviembre de 2015). Manual para la evaluación técnica-económica de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red apoyados a través del programa de Fideicomiso de Riesgo Compartido. México.
- GOB BCS. (2020). Los Cabos, información estratégica. Los Cabos, Baja California Sur, México.
- Gobierno de Baja California Sur. (2020). *Baja California Sur Información estratégica 2020*. Baja California Sur: México.
- Gobierno de Baja California Sur. (2020). *Baja California Sur. Información estratégica*. La Paz.
- Gobierno de México. (13 de junio de 2018). *Secretaría de Energía*. Obtenido de La planta solar fotovoltaica Don José, localizada en Guanajuato, cuenta con una inversión alrededor de 220 millones de dólares: <https://www.gob.mx/sener/articulos/la-planta-solar-fotovoltaica-don-jose-localizada-guanajuato-cuenta-con-una-inversion-alrededor-de-220-millones-de-dolares>
- Gobierno de México. (24 de abril de 2021). Ley del Impuesto Sobre la Renta. México.
- Gómez, O. C. (2018). *Desalinización de agua para aplicaciones de potabilización mediante el desarrollo de tecnología solar sustentable*. Aguascalientes, México.
- González, A. (agosto de 2021). *30 pueblos y grupos indígenas de México con mayor población*. Obtenido de <https://tipsparatuviaje.com/pueblos-indigenas-de-mexico/>
- González, G. M. (2019). Inversiones Inteligentes en Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica. San Luis Potosí, México.
- González-Ávila, M., Beltrán-Morales, L., Troyo-Diéguez, E., & Ortega-Rubio, A. (2006). Potencial de aprovechamiento de la energía eólica para la generación de energía eléctrica en zonas. *Interciencia*, 241-242.
- Grupo IIDEA UNAM. (marzo de 2021). *Instituto de Ingeniería unam*. Obtenido de Desalación y Energías Alternas: http://proyectos2.iingen.unam.mx/IIDEA/desaladora_modular.html
- Hidroquivir, S.L. (13 de agosto de 2016). *¿Qué es la ósmosis natural y la ósmosis inversa?* Obtenido de <https://hidroquivir.com/la-osmosis-natural-la-osmosis-inversa/>
- Iagua. (28 de julio de 2015). *ACCIONA Agua*. Obtenido de <https://www.iagua.es/noticias/acciona-agua/15/07/28/acciona-agua-mas-decada-al-servicio-industria-y-mineria>

- Iberdrola México. (2021). *Cuyoaco, el tercer parque fotovoltaico de Iberdrola en México*. Obtenido de Iberdrola Renovables: <https://www.iberdrolarenovablesmexico.com/cuyoaco-el-tercer-parque-fotovoltaico-de-iberdrola-en-mexico/>
- IEA. (Noviembre de 2019). *World Energy Outlook 2019*. Francia.
- IEA. (31 de marzo de 2021). *Data and Statistics*. Obtenido de Data and Statistics: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=WORLD>
- INECC. (Diciembre de 2014). *Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México*. México, México.
- INEEL. (2021). *Sistemas Fotovoltaicos conectados a la Red Eléctrica*. México.
- INEGI. (2017). *Anuario Estadístico de Baja California Sur 2017*. Aguascalientes.
- INEGI. (25 de enero de 2021). *Censo de Población y Vivienda 2020*. México.
- IPCC. (2021). *Informe IPCC 2021: Bases Científicas de la física del cambio climático*. México.
- IRENA. (enero de 2013). *Water Desalination using Renewable Energy*. Obtenido de http://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/I12IR_Desalin_MI_Jan2013_final_GSOK.pdf
- IRENA. (2015). *Renewable Desalination: Technology Options for Islands*. Alemania.
- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. International Energy Agency. Abu Dhabi.
- IRENA. (2020). *The Post-Covid Recovery. An Agenda for Resilience, Development and Equality*. Masdar City, Abu, Dhabi, Emiratos Árabes Unidos.
- Islas, J. M., Manzi, F., & Macías, P. (2015). *Hacia un Sistema Energético Mexicano Bajo en Carbono*. México: Jorge M. Islas Samperio, Fabio Manzi Poli, Paloma Macías Juzmán.
- Jones, E., Qadir, M., Van Vliet, M., & Smakhtin, V. (2019). The state of Desalination and Brine production: a global outlook. *Science of the Total Environment*, 1346-1350.
- KSB. (2005). *Selecting Centrifugal Pumps*. Frankenthal, Germany.
- López, D. L., & Gómez, B. M. (enero de 2015). *La Desalación Mediante Energía Solar como fuente de Recursos Hídricos*. Madrid, España.
- Los Vientos de Vaivén Maestro, A.C. (2018). *Instalación y Operación de Planta de Ósmosis Inversa*. Municipio de Solidaridad, Quintana Roo.
- McMordie, S. K., Duan, X., & Wendel. (August de 2013). *Reverse Osmosis Optimization*. U.S.
- Mohamed, D. (December de 2016). *Economic Feasibility of Small Scale Solar Powered RO*. Riyadh, Saudi Arabia.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (Marzo de 2021). *RE Data Explorer*. Obtenido de RE Data Explorer: <https://www.re-explorer.org/re-data-explorer/>
- NREL. (September de 2016). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2016*. U.S.

- Nugent, D., & Sovacool, B. (February de 2014). Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey. Denmark.
- Olmos, E., & González, A. (2017). Medidas Preventivas y Mitigación de la Sequía en Baja California Sur. Universidad Autónoma de Baja California Sur.
- OPS &OMS. (agosto de 2021). *Las consecuencias de la contaminación ambiental: 1,7 millones de defunciones infantiles anuales, según la OMS*. Obtenido de https://www3.paho.org/hq/index.php?option=com_content&view=article&id=13042:cost-of-polluted-environment-1-7-million-child-deaths-year&Itemid=135&lang=es
- Ortega, J. G. (2019). *Evaluación Técnico-Económica de una Planta Desaladora MED acoplada con recurso Geotérmico de baja Entalpía. Tesis para obtener el título de Ingeniero Químico*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Peters, M., & Timmerhaus, K. (1991). Plant Design and Economics for Chemical engineers. McGraw-Hill. EUA.
- Piña, N. C. (enero de 2010). Desalación de Agua de Mar, efectos de la Temperatura y Concentración del Agua de Alimentación en el Proceso de Desalación por Ósmosis Inversa. México, Ciudad de México, México.
- Pourjafari, D., & Peralat, D. (2019). *Feasibility Study of Economics, Facilities and Skills for Production of Printed Photovoltaics Utilising Resources*. Mérida.
- PROMÉXICO, GIZ & UNAM. (2017). *la Industria Solar Fotovoltaica y Fototérmica en México*. Ciudad de México, México.
- PVGIS. (15 de octubre de 2019). *European Commission*. Obtenido de PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP
- Quevedo, A., & Rosales, S. D. (2009). Análisis y optimización para los parámetros para desalación de agua de mar mediante ósmosis inversa en la refinería de Petroperú de la ciudad de Talara. Trujillo, Perú.
- Quispe, J. (julio de 2017). *Tecnologías de desalinización de aguas salobres y agua de mar*. Obtenido de Tecnologías de desalinización de aguas salobres y agua de mar: <https://docplayer.es/95273425-Tecnologias-de-desalinizacion-de-aguas-salobres-y-agua-de-mar-dr-javier-r-quispe.html>
- Reyna, P. (12 de junio de 2021). *Incremento en el costo de paneles solares en 2021*. Obtenido de La Bodega Solar: <https://www.labodegasolar.com/blogs/blog/incremento-en-costos-de-paneles-solares-en-el-2021>
- Rodiles, F. (2019). *Curso de Evaluación de Proyectos*. México.
- Ros. (13 de junio de 2011). *Antonio*. Obtenido de Capítulo 6: Destilación súbita por efecto flash (destilación súbita multietapa, MSF): [http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4/destilacion-8220-multiple-efecto-8221-med#:~:text=La%20t%C3%A9cnica%20de%20MED%20\(m%C3%BAltiple,producido%20por%20la%20etapa%20anterior](http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4/destilacion-8220-multiple-efecto-8221-med#:~:text=La%20t%C3%A9cnica%20de%20MED%20(m%C3%BAltiple,producido%20por%20la%20etapa%20anterior).

- Ros, A. (13 de junio de 2011). *El agua. Desalación*. Obtenido de Capítulo 8: Compresión de vapor (CV): <http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4/compresion-vapor-cv>
- Ros, A. (13 de junio de 2011). *El Agua. Desalación*. Obtenido de Capítulo 7: Destilación por múltiple efecto (MED): [http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4/destilacion-8220-multiple-efecto-8221-med#:~:text=La%20t%C3%A9cnica%20de%20MED%20\(m%C3%BAltiple,producido%20por%20la%20etapa%20anterior.](http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-1-4/destilacion-8220-multiple-efecto-8221-med#:~:text=La%20t%C3%A9cnica%20de%20MED%20(m%C3%BAltiple,producido%20por%20la%20etapa%20anterior.)
- Sanz, J., Guerrero, L., & Roca, M. (Noviembre/diciembre de 2006). Electrodesionización en continuo (CEDI) para aplicaciones industriales: calderas de alta presión. Veolia Water Solition and Technologies.
- Schorr, M. (February de 2011). *Desalination, Trends and Technologies*. India.
- Schumann, R. (2005). *¿Qué es la Energía Fotovoltaica? Notas Explicativas*. Madrid, España.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (30 de octubre de 2015). *Tasa social de descuento (TSD)*. Obtenido de <https://www.gob.mx/shcp/documentos/tasa-social-de-descuento-tds>
- SEMARNAT. (2012). *Informe de la Situación del Medio Ambiente en México*. Obtenido de https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/informe_12/06_agua/cap6_1.html
- SEMARNAT. (2015). *Guía de Programas de fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*. México.
- SENER . (2017). *Prospectiva de Energías Renovables*. México.
- SENER. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. México.
- SENER. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032*. México.
- SENER. (2019). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033*. México.
- SENER. (2020). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034*. México.
- Torres, M. d. (Marzo de 2016). *Estimación de Costos de Inversión a Nivel Ingeniería Conceptual para Sistemas de Tratamiento de Agua utilizados en Procesos de Refinación de Petróleo*. México.
- Twenergy. (21 de agosto de 2019). *Energías Renovables*. Obtenido de *¿Qué son las energías renovables?*: <https://twenergy.com/energia/energias-renovables/que-son-las-energias-renovables-516/>
- Universidad Nacional de Colombia. (27 de abril de 2005). *Evaluación de costo anual equivalente. Economía para ingenieros*. Bogotá, Colombia.
- USAID, ICM & CCCMéxico. (enero de 2019). *La Planeación Social en la Transición Energética en México: Elementos Analíticos para la discusión Pública*. Estados Unidos.
- Vázquez, R. (angosto de 2021). *Economipedia*. Obtenido de *Depreciación*: <https://economipedia.com/definiciones/depreciacion.html>

Voutchkov, N. (2013). *Desalination Engineering and Design*. New York, Chicago, San Francisco, Lisbon, London, Madrid, Ciudad de México, Milan., Estados Unidos, España, México, Australia, Singapur, Canadá.

Westreicher, G., & Sánchez, J. (17 de agosto de 2020). *Economipedia*. Obtenido de Capital de Trabajo: <https://economipedia.com>

World Bank . (2019). *The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scare World*. Washington, DC.