



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA

EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE TECNOLOGÍAS PARA
DESALINIZAR AGUA, POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA,
EN EL NORTE DE CHILE.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

SEBASTIÁN ALEJANDRO LOBOS OPITZ

PROFESOR GUÍA:
RAMÓN LUIS FREDERICK GONZÁLEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ROBERTO HERNÁN ROMÁN LATORRE
ALBERT LEANDRO HERRERA ZEPPELIN

SANTIAGO DE CHILE
2015

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO.

POR: SEBASTIÁN ALEJANDRO LOBOS OPITZ.

FECHA: 09/01/2015

PROF. GUÍA: RAMÓN LUIS FREDERICK GONZÁLEZ.

EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE TECNOLOGÍAS PARA DESALINIZAR AGUA, POR MEDIO DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA, EN EL NORTE DE CHILE.

En el norte de Chile el problema de agua toma cada vez más importancia siendo la desalinización una posible solución. Sin embargo, el gasto de energía en combustibles fósiles para producir agua por desalinización sólo puede ser costado por algunas localidades del mundo. A menudo ocurre que áreas geográficas donde se necesita agua tienen alta radiación solar como es el caso del norte de Chile, país con mayor radiación del mundo según la Universidad de Chile. La idea, entonces, es estudiar la factibilidad técnica-económica de desalinizar agua a pequeña o mediana escala, con energía solar térmica, en localidades costeras del norte de Chile.

De la gama de métodos térmicos para desalinizar, el que presenta mejores ventajas comparativas es el método multiefectos (MED). Luego, tomando las distintas configuraciones del proceso MED, se tiene que para energía solar térmica, la mejor opción es el método multiefectos por apilamiento (MES en sus siglas en inglés), que corresponde al mismo principio MED pero las etapas se encuentran una sobre la otra, tal como los pisos de un edificio.

De las localidades costeras del Norte de Chile se seleccionaron: Mejillones, Caldera y Chañaral, cuyos recursos solares son similares siendo Mejillones el más alto y Caldera el menor.

Se creó un modelo del método de desalinización MES y se implementó un código Matlab, el cual requiere una serie de parámetros de entrada tales como: número de etapas, temperatura del primer y último efecto, flujo del fluido caliente que provee el input de calor a la planta, el flujo de agua que alimenta el sistema, su salinidad y su temperatura. Con ello, se puede modelar la planta completa. El modelo se ha ajustado y validado con datos reales de una planta piloto de igual tecnología en la Plataforma Solar de Almería. También se ha visto su sensibilidad al cambiar parámetros como la temperatura del primer efecto y la diferencia de temperatura del agua de enfriamiento en el condensador.

En la inversión se estima un costo de US\$ 7.265.452 para Planta Mejillones, lo que corresponde a 7.137 US\$/m³ de producto. Planta Chañaral tiene un costo de US\$ 9.999.120, correspondiente a 6.752 US\$/m³. Finalmente, Planta Caldera tiene un valor de US\$ 11.535.721, equivalente a 6.826 US\$/m³. Costos de Operación y mantenimiento se estiman en US\$ 424.6855 para Mejillones, US\$ 720.780 para Caldera y US\$ 689.1389 para Chañaral. Haciendo un flujo de caja con un horizonte de 20 años, una tasa de descuento del 10% y con los precios de venta de agua actuales, se obtiene un VAN de MUS\$ 2.426 para Mejillones, MUS\$ 2.148 para Caldera y MUS\$ 3.360 para Chañaral. Con ello se concluye que según las estimaciones realizadas, la desalinización por medio de energía solar térmica es económicamente factible y competitiva. Al considerar la planta de Caldera como si fuera convencional a petróleo, se tiene que con los precios actuales de venta de agua, la planta no es económicamente factible hasta que se llega a un precio de venta de 9,63 \$US/m³, muy superior a los 4,23 \$US/m³ de venta actual en Caldera.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis profesores de la comisión, en especial a mi profesor guía por su ardua labor y la disponibilidad incondicional con este trabajo. A mis amigos del departamento, a mecánica en general y a Soledad por la ayuda en la coordinación.

Agradezco a mis padres y hermanos por el apoyo en estos seis años de universidad y la oportunidad de estudiar. Agradezco a mis amigos cercanos por todo el apoyo incondicional, siendo mi segunda familia y un pilar fundamental durante y el fin de esta meta.

Agradezco sinceramente a las personas que me animaron y toleraron en la estadía en la universidad, en los últimos cuatro años de ella y el inicio de este trabajo. Agradezco a las personas que me ayudaron a finalizar y me dieron el último empuje necesario.

“Siembra un acto y cosecharás un *hábito*.
Siembra un hábito y cosecharás un *carácter*.
Siembra un carácter y cosecharás un *destino*”
Charles Reade.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES GENERALES	1
1.2. MOTIVACIÓN	1
1.3. OBJETIVOS.....	2
1.3.1. <i>Objetivo General</i>	2
1.3.2. <i>Objetivos Específicos</i>	2
1.4. ALCANCES	2
2. ANTECEDENTES	4
2.1. TECNOLOGÍAS PARA DESALINIZACIÓN	4
2.1.1. <i>No Térmicas</i>	4
2.1.1.1. Osmosis Inversa (RO).....	4
2.1.1.2. Electrodiálisis.....	5
2.1.2. <i>Térmicas</i>	5
2.1.2.1. Flash multietapa (MSF).....	5
2.1.2.2. Múltiple efecto (MED).....	7
2.1.2.3. Compresión de vapor (VC)	10
2.2. ENERGÍA SOLAR	10
2.3. COLECTORES SOLARES	13
2.3.1. <i>Colectores planos (CP)</i>	13
2.3.2. <i>Colectores de tubos evacuados (CTE)</i>	14
2.3.3. <i>Colectores cilindro-parabólicos (CCP)</i>	14
2.3.4. <i>Pozas solares con gradientes salinos (SP)</i>	14
2.4. POTABILIZACIÓN	15
2.5. CONSUMO DE AGUA DIARIO PER CÁPITA	15
2.6. USO DE DESALINIZACIÓN A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL	15
2.7. RETOS DE DESALINIZACIÓN	17
2.8. IMPACTO Y REGULACIÓN AMBIENTAL.....	19
2.8.1. <i>Emisión de gases nocivos</i>	19
2.8.2. <i>Vertido de salmueras</i>	19
3. METODOLOGÍA	21
4. DESARROLLO	23
4.1. COMPARACIÓN TECNOLOGÍAS DE DESALINIZACIÓN EN ESTUDIO	23
4.1.1. <i>Esquema general de la planta desalinizadora</i>	27
4.2. SELECCIÓN DE ZONAS DE APLICACIÓN	28
4.2.1. <i>Modelo de estimación de población</i>	28
4.2.2. <i>Tasa de Crecimiento de población</i>	29
4.2.3. <i>Amplitud</i>	30
4.2.4. <i>Estimación de población al año 2014 y selección</i>	31
4.2.5. <i>Recurso solar y abastecimiento de agua zonas preseleccionadas</i>	32
4.2.5.1. Tocopilla	33
4.2.5.2. Mejillones.....	34

4.2.5.3.	Taltal	35
4.2.5.4.	Chañaral	36
4.2.5.5.	Caldera	37
4.3.	CREACIÓN DEL MODELO	38
4.3.1.	<i>Supuestos del modelo</i>	40
4.3.2.	<i>Balances de energía y masa</i>	40
4.3.2.1.	Pre-calentadores	41
4.3.2.2.	Primer efecto	41
4.3.2.3.	Segundo a N-ésimo efecto.....	42
4.3.2.4.	Mezclador o mixer	43
4.3.2.5.	Condensador final	44
4.3.2.6.	Otras relaciones.....	45
4.3.3.	<i>Correlaciones</i>	47
4.3.4.	<i>Algoritmo computacional de balance de masa y energía</i>	48
4.3.5.	<i>Áreas de intercambio térmico</i>	50
4.3.5.1.	Reevaluación de balances termodinámicos	51
4.3.5.2.	Algoritmo computacional para evaluar áreas de intercambio.....	53
4.3.6.	<i>Continuidad de operación de la planta</i>	54
4.4.	CASOS DE ESTUDIO EN EL NORTE DE CHILE	54
4.4.1.	<i>Parámetros de entrada</i>	54
4.4.2.	<i>Cálculo de días soleados, parciales y nublados</i>	55
4.4.3.	<i>Dimensionamiento del tanque de acumulación</i>	56
4.4.4.	<i>Pérdidas de calor en el tanque de acumulación</i>	57
4.4.5.	<i>Intercambiador de calor entre Acumulador y Campo solar</i>	58
4.4.6.	<i>Cálculo área de colectores solares</i>	58
5.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	61
5.1.	ZONA DE APLICACIÓN	61
5.2.	CREACIÓN, AJUSTE Y VALIDACIÓN DEL MODELO	61
5.2.1.	<i>Validación</i>	61
5.2.2.	<i>Sensibilidad del modelo</i>	64
5.2.3.	<i>Áreas de intercambio térmico</i>	70
5.3.	CASOS DE ESTUDIO	76
5.3.1.	<i>Parámetros de operación de las plantas</i>	76
5.3.1.1.	Planta MES	76
5.3.1.2.	Acumulación y campo solar	82
5.3.2.	<i>Dimensiones de equipos</i>	84
5.3.2.1.	Planta MES	84
5.3.2.2.	Tanque acumulación	85
5.3.2.3.	Campo solar	85
5.3.3.	<i>Continuidad de operación de la planta</i>	86
5.3.4.	<i>Sensibilidad del GOR al número de efectos</i>	89
5.3.5.	<i>Días soleados y radiación de las localidades</i>	91
5.3.6.	<i>Evaluación económica</i>	92
5.3.6.1.	Costos de inversión	92
5.3.6.2.	Costos de operación y mantenimiento.....	96
5.3.6.3.	Evaluación económica.....	99
6.	CONCLUSIONES	103
	BIBLIOGRAFÍA	106

ANEXOS.....	112
ANEXO A : LUGARES, HABITANTES Y ESTIMACIONES.....	112
ANEXO B : TABLAS DE RECURSO SOLAR.....	114
ANEXO C : VALIDACIÓN CORRELACIONES	117
ANEXO D : ÁREAS DE INTERCAMBIO TÉRMICO.....	123
ANEXO E : DETALLE DÍAS SOLEADOS, PARCIALES Y NUBLADOS.	127
ANEXO F : CONTINUIDAD DE OPERACIÓN DE LA PLANTA.....	130
ANEXO G : PARÁMETROS DE OPERACIÓN PLANTAS MODELADAS EN CHILE.	132
ANEXO H : ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	133
• <i>Toneladas de metales en tubos y precios</i>	133
• <i>Costo terreno.</i>	134
• <i>Consumo y producción energía térmica anual.</i>	134
• <i>Consumo energía bombas.</i>	136
ANEXO I : EJEMPLO FLUJO DE CAJA.....	136
ANEXO J : MARCO JURÍDICO APLICABLE EN CHILE	139
• <i>Propiedad del agua de mar [23]</i>	139
• <i>Propiedad del agua desalinizada [23]</i>	140
ANEXO K : CÓDIGO MATLAB ANÁLISIS DE DATOS DEL EXPLORADOR SOLAR.....	142
• <i>Programa base</i>	142
• <i>Función elegir</i>	142
• <i>Función anual</i>	143
• <i>Función kt</i>	143
ANEXO L : CÓDIGO MATLAB DEL MODELO MES.....	145

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.6.1 PROYECTOS PLANTAS DESALINIZADORAS EN PROYECTO Y OPERACIÓN EN EL NORTE DE CHILE. [20].....	17
TABLA 2.7.1 CARACTERÍSTICAS DE MATERIALES RESISTENTES AL AGUA DE MAR [22].	18
TABLA 4.1.1 COMPARACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DE MÉTODOS MÁS USADOS EN DESALINIZACIÓN (EP).....	23
TABLA 4.1.2 COSTO DE AGUA DESALINIZADA [29].....	24
TABLA 4.1.3 OTRAS CARACTERÍSTICAS PLANTAS TÉRMICAS EN ESTUDIO (EP).....	25
TABLA 4.2.1 LOS 18 CENSOS NACIONALES DE POBLACIÓN. CHILE: AÑOS, POBLACIÓN TOTAL Y TASA DE CRECIMIENTO ANUAL[33]	30
TABLA 4.2.2 LUGARES Y POBLACIÓN DE DIEZ LOCALIDADES PRESELECCIONADAS DEL NORTE DE CHILE (EP).....	32
TABLA 4.2.3 ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE ZONAS SELECCIONADAS [34][35]	32
TABLA 4.4.1 PARÁMETROS DE ENTRADA DE CASOS EN ESTUDIO (EP).....	55
TABLA 4.4.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS COLECTOR PARABÓLICO PTMx-24 [43].	58
TABLA 4.4.3 ENERGÍA CAPTADA POR COLECTOR PTMx-24, EN kWh/m ² ANUALES [43].....	59
TABLA 4.4.4 PORCENTAJE DE CAPTACIÓN DEL COLECTOR PTMx-24 A LAS TEMPERATURAS DE ESTUDIO (EP).	59
TABLA 5.1.1 POBLACIÓN REAL, ESTIMADA Y RELACIÓN ENTRE ELLAS DE LAS LOCALIDADES SELECCIONADAS (EP). ...	61
TABLA 5.2.1 PARÁMETROS DE PLANTA MED DE ALMERÍA [13].	62
TABLA 5.2.2 PARÁMETROS OBTENIDOS DEL MODELO PROPIO Y ERROR PORCENTUAL CON DATOS REALES DE ALMERÍA (EP).....	63
TABLA 5.2.3 PARÁMETROS DE PLANTA MED DE TRAPANI [12].	63
TABLA 5.2.4 PARÁMETROS DEL MODELO PROGRAMADO (EP).....	64
TABLA 5.2.5 DATOS MODELO PARA DATOS DE ALMERÍA (EP).	66
TABLA 5.2.6 SENSIBILIDAD AL CAMBIO EN NÚMERO DE EFECTOS, TODO LO DEMÁS CONSTANTE (EP).....	66
TABLA 5.2.7 PRODUCTO, AGUA DE ALIMENTACIÓN Y GOR EN FUNCIÓN DE LA DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN EL CONDENSADOR FINAL (EP).....	67
TABLA 5.2.8 SENSIBILIDAD DE GOR, AGUA ALIMENTACIÓN, AGUA INGRESO DE MAR Y DE PRODUCTO CON DIFERENCIA Ts Y Tb,1 (EP).	69
TABLA 5.2.9 PLATAFORMA SOLAR DE ALMERÍA. COMPARACIÓN DE MODELO DEL PAPER Y PLANTA ACTUAL [13].	70
TABLA 5.2.10 ÁREAS PROMEDIOS IMPUESTAS PARA CADA EQUIPO DEL MODELO (EP).....	70
TABLA 5.2.11 VARIACIONES DE OTROS PARÁMETROS AL IMPONER ÁREA FIJA (EP).	75
TABLA 5.3.1 TEMPERATURA Y PRESIÓN EN CADA EFECTO DE EN CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	76
TABLA 5.3.2 ALGUNOS PARÁMETROS IMPORTANTES PARA CADA PLANTA EN CHILE (EP).	77
TABLA 5.3.3 MASA, CONCENTRACIÓN Y TEMPERATURA DE DEVOLUCIÓN AL MAR (EP).	81
TABLA 5.3.4 CALORES IMPORTANTES EN LAS PLANTAS (EP).	82
TABLA 5.3.5 PARÁMETROS OPERACIÓN IC Y TANQUE ACUMULACIÓN PARA LOCALIDADES ELEGIDAS EN CHILE (EP). ..	83
TABLA 5.3.6 ÁREA DE INTERCAMBIO TÉRMICO DE EQUIPOS PARA LAS PLANTAS (EP).....	85
TABLA 5.3.7 DIMENSIONES TANQUE DE ACUMULACIÓN PARA PLANTAS MODELADAS EN CHILE (EP).....	85
TABLA 5.3.8 ÁREA DE IC Y DE CAPTACIÓN SOLAR DE COLECTORES PARA LAS PLANTAS EN CHILE (EP).....	86
TABLA 5.3.9 PROMEDIO MENSUALES DE TEMPERATURA EN LAS TRES LOCALIDADES DE ESTUDIO [44].....	87
TABLA 5.3.10 CALOR ESTIMADO PARA PONER EN MARCHA PLANTA DESALINIZADORA CON DATOS DE ALMERÍA (EP). ..	87
TABLA 5.3.11 PROMEDIO MENSUALES DE TEMPERATURA EN MEJILLONES [44].	88
TABLA 5.3.12 CALOR ESTIMADO PARA PONER EN MARCHA PLANTA DESALINIZADORA EN MEJILLONES (EP).....	88
TABLA 5.3.13 DÍAS SOLEADOS, PARCIALES Y NUBLADOS PROMEDIOS Y EN PORCENTAJE EN LAS LOCALIDADES DE ESTUDIO (EP).	91

TABLA 5.3.14 RADIACIÓN PROMEDIO DIARIA [kWh/m^2], POR MES Y CON TRACKING, PARA DISTINTAS LOCALIDADES (EP).....	91
TABLA 5.3.15 DETALLE ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LAS TRES PLANTAS EN CHILE, PRECIOS EN DÓLARES AMERICANOS (EP).....	93
TABLA 5.3.16 COSTO ANUAL EN DÓLARES ESTIMADO POR FUNCIONAMIENTO DE BOMBAS (EP).....	96
TABLA 5.3.17 VOLUMEN, MASA Y COSTO ANUAL DE INHIBIDOR (<i>SCALE</i>) EMPLEADO EN PLANTAS MODELADAS EN CHILE (EP).....	97
TABLA 5.3.18 COSTO (EN DÓLARES) DE PETRÓLEO AL AÑO EN EL CASO CONVENCIONAL Y SOLAR, Y AHORRO ANUAL (EP).....	98
TABLA 5.3.19 PERSONAL ESTIMADO DE PLANTA, EN CANTIDAD Y COSTO (EP).....	98
TABLA 5.3.20 COSTO REAL DE AGUA POTABLE EN LAS LOCALIDADES DE ESTUDIO SEGÚN AGUAS ANTOFAGASTA Y AGUAS CHAÑAR.....	99
TABLA 5.3.21 SENSIBILIDAD AL VAN (EN MILES DE DÓLARES) Y TIR AL VARIAR PRECIO DE VENTA DEL AGUA EN CADA LOCALIDAD (EP).....	100
TABLA 5.3.22 VAN (EN MILES DE DÓLARES) Y TIR EN CALDERA CONSIDERANDO UNA PLANTA CONVENCIONAL (EP).....	101
TABLA A.1 LUGARES, HABITANTES Y ESTIMACIÓN DE POBLACIÓN DE LUGARES EN ESTUDIO (EP)[31][33][48].....	112
TABLA B.1 DETALLE RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN TOCOPILLA (EP). [36].....	114
TABLA B.2 DETALLE RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN MEJILLONES (EP). [36].....	114
TABLA B.3 DETALLE RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN TALTAL (EP). [36].....	114
TABLA B.4 DETALLE RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN CHAÑARAL (EP). [36].....	115
TABLA B.5 DETALLE RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL PROMEDIO MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN CALDERA (EP). [36].....	115
TABLA B.6 RADIACIÓN EN PLANO HORIZONTAL (PH) Y CON TRACKING (TR) PARA LAS LOCALIDADES DE ESTUDIO (EP) [36].....	116
TABLA C.1 VALORES REALES EXTRAÍDOS DE TABLAS DE VAPOR (EP).....	117
TABLA C.2 VALORES OBTENIDOS POR CORRELACIONES (EP).....	118
TABLA C.3 ERROR PORCENTUAL EN RELACIÓN TABLA C.1 Y TABLA C.2 (EP).....	120
TABLA D.1 DETALLE DE ÁREA DE INTERCAMBIO TÉRMICO DE PRE-CALENTADORES Y EFECTOS EN VALIDACIÓN DE MODELO (EP).....	123
TABLA D.2 DETALLE VARIACIÓN DE TEMPERATURA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN <i>Taa</i> (EP).....	123
TABLA D.3 DETALLE DE ÁREA DE INTERCAMBIO TÉRMICO DE CONDENSADOR FINAL EN VALIDACIÓN DE MODELO (EP).....	124
TABLA D.4 DETALLE VARIACIÓN PORCENTUAL DE <i>mvc</i> (EP).....	124
TABLA D.5 DETALLE VARIACIÓN PORCENTUAL DE <i>mv</i> (EP).....	124
TABLA D.6 DETALLE VARIACIÓN PORCENTUAL DE <i>mve</i> (EP).....	125
TABLA D.7 DETALLE VARIACIÓN PORCENTUAL DE <i>Sb</i> (EP).....	125
TABLA D.8 DETALLE VARIACIÓN DE AUMENTO TEMPERATURA POR EFECTO DE SALES (BPE) (EP).....	126
TABLA E.1 DETALLE DÍAS SOLEADOS, PARCIALES Y NUBLADOS PARA CALDERA (EP).....	127
TABLA E.2 DETALLE DÍAS SOLEADOS, PARCIALES Y NUBLADOS PARA CHAÑARAL (EP).....	128
TABLA E.3 DETALLE DÍAS SOLEADOS, PARCIALES Y NUBLADOS PARA MEJILLONES (EP).....	129
TABLA 0.1 DETALLE DE CALOR MENSUAL ESTIMADO PARA PUESTA EN MARCHA PARA CADA EFECTO (MEJILLONES) (EP).....	130
TABLA 0.2 DETALLE DE CALOR MENSUAL ESTIMADO PARA PUESTA EN MARCHA PARA CONDENSADOR FINAL (MEJILLONES). (EP).....	130

TABLA 0.3 DETALLE DE CALOR MENSUAL ESTIMADO PARA PUESTA EN MARCHA PARA CADA PRE-CALENTADOR (MEJILLONES). (EP).....	131
TABLA G.1 DETALLE DE FLUJO MÁXICOS Y TAA PARA PLANTAS MODELADAS EN CHILE (EP).....	132
TABLA H.1 CAPACIDAD, TONELADAS DE METALES Y RELACIÓN ENTRE ELLOS (EP) [49].....	133
TABLA H.2 ESTIMACIÓN DE TONELADAS DE TUBOS PARA LAS LOCALIDADES EN CHILE (EP)	133
TABLA H.3 COSTO EN DÓLARES DE TUBOS EN PLANTAS DE CHILE (EP).....	133
TABLA H.4 COSTO ESTIMADO DE TERRENO PARA CADA LOCALIDAD DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	134
TABLA H.5 CONSUMO Y GENERACIÓN DE ENERGÍA, POR MES, Y PORCENTAJE DE ENERGÍA SUPLIDO (EP).....	134
TABLA H.6 VOLUMEN EN M ³ MENSUALES DE PETRÓLEO CON Y SIN ENERGÍA SOLAR Y COSTO TOTAL EN US\$ (EP). ...	135
TABLA H.7 COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (EP).	136
TABLA H.8 ESTIMACIÓN DE POTENCIA, EN KW, POR BOMBA Y LOCALIDAD (EP).....	136
TABLA I.1 TASA DE DESCUENTO, VAN Y TIR PARA FLUJO DE CAJA HECHO EN MEJILLONES (EP).....	136
TABLA I.2 EJEMPLO FLUJO DE CAJA REALIZADO EN MEJILLONES. VALORES EN MILES DE DÓLARES (EP).	137

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL [7].	2
FIGURA 2.1 ESQUEMA OSMOSIS INVERSA (EP).	4
FIGURA 2.2 ESQUEMA PROCESO FLASH MULTITAPAS (MSF). [10]	6
FIGURA 2.3 ESQUEMA PROCESO MÚLTIPLE EFECTO (MED). [10]	7
FIGURA 2.4 PLANTA MED DE TUBOS LARGOS VERTICALES [10].	8
FIGURA 2.5 ESQUEMA DEL PROCESO MES [10]	9
FIGURA 2.6 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE VAPOR (VC). [10]	10
FIGURA 2.7 MOVIMIENTO DE TRASLACIÓN DE LA TIERRA Y SU INCLINACIÓN [15].	11
FIGURA 2.8 CAMBIO DE POSICIÓN DE LA TIERRA A LO LARGO DEL AÑO PARA UN OBSERVADOR TERRESTRE EN HEMISFERIO SUR [15].	11
FIGURA 2.9 POSICIÓN DEL SOL VISTO PARA UN OBSERVADOR LOCAL EN LA TIERRA [15].	12
FIGURA 2.10 ESQUEMA DE ALTURA SOLAR (EP).	13
FIGURA 2.11 COLECTORES SOLARES. A) PLANO B) TUBO EVACUADO C) PARABÓLICO D) POZA SOLAR (EP).	14
FIGURA 3.1 ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA A SEGUIR (EP).	22
FIGURA 4.1 ESQUEMA GENERAL DE LA PLANTA DESALINIZADORA SOLAR (EP).	27
FIGURA 4.2 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN TOCOPILLA. [36]	33
FIGURA 4.3 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN MEJILLONES. [36]	34
FIGURA 4.4 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN TALTAL. [36]	35
FIGURA 4.5 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN CHAÑARAL. [36]	36
FIGURA 4.6 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN CALDERA. [36]	37
FIGURA 4.7 ESQUEMA DEL PROCESO MES [10]	39
FIGURA 4.8 ESQUEMA DE PRE-CALENTADOR “I” (EP).	41
FIGURA 4.9 ESQUEMA PRIMER EFECTO (EP).	42
FIGURA 4.10 ESQUEMA SEGUNDO A N-ÉSIMO EFECTO (EP).	43
FIGURA 4.11 ESQUEMA DE MEZCLADOR O MIXER (EP).	44
FIGURA 4.12 ESQUEMA CONDENSADOR FINAL (EP).	44
FIGURA 4.13 ARREGLO PARA DIFERENCIA DE TEMPERATURA LOGARÍTMICO EN CASO CONTRACORRIENTE [39].	50
FIGURA 4.14 VISTA DE COLECTOR CILINDRO-PARABÓLICOS PTMx-24 [43].	59
FIGURA 5.1 TEMPERATURA DE LÍQUIDO Y VAPOR EN CADA UNO DE LOS EFECTOS (EP).	65
FIGURA 5.2 FLUJO MÁSSICO DE CONCENTRADO SALINO PRODUCIDO EN CADA EFECTO (EP).	65
FIGURA 5.3 CONCENTRACIÓN DE SAL EN LA SALMUERA AL FONDO EN CADA EFECTO (EP).	66
FIGURA 5.4 ÁREA DE INTERCAMBIO TÉRMICO EN CADA EFECTO (EP).	71
FIGURA 5.5 ÁREA DE INTERCAMBIO TÉRMICO EN CADA PRE-CALENTADOR (EP).	71
FIGURA 5.6 TEMPERATURA EN CADA EFECTO EN CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	76
FIGURA 5.7 CONCENTRACIÓN DEL A ESPECIE SALINA EN CADA EFECTO (EP).	77
FIGURA 5.8 ESQUEMA IC (EP).	82
FIGURA 5.9 ESQUEMA TANQUE DE ACUMULACIÓN (EP).	84

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1 CAPACIDAD DE DESALINIZACIÓN INSTALADA EN EL MUNDO EN [M ³ /DÍA] [19].	16
GRÁFICO 4.1 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN TOCOPILLA (EP).	33
GRÁFICO 4.2 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN MEJILLONES (EP).	34
GRÁFICO 4.3 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN TALTAL (EP).	35
GRÁFICO 4.4 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN CHAÑARAL (EP).	36
GRÁFICO 4.5 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL DEL PERIODO DE ESTUDIO EN CALDERA (EP).	37
GRÁFICO 4.6 RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MENSUAL PROMEDIO DEL PERIODO DE ESTUDIO EN LAS LOCALIDADES (EP).	38
GRÁFICO 5.1 SENSIBILIDAD DE GOR V/S TEMPERATURA PRIMER EFECTO Y MASA DE DESTILADO V/S DIFERENCIA DE TEMPERATURA EN CONDENSADOR DEL MODELO ALMERÍA [13].	64
GRÁFICO 5.2 SENSIBILIDAD DE AGUA ALIMENTACIÓN, AGUA INGRESO DE MAR Y DE PRODUCTO CON LA TEMPERATURA DEL CONDENSADOR (EP).	67
GRÁFICO 5.3 <i>GAINED OUPUT RATIO</i> (GOR) EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA EN EL PRIMER EFECTO. TODO LO DEMÁS CONSTANTE (EP).	68
GRÁFICO 5.4 SENSIBILIDAD DE AGUA ALIMENTACIÓN, AGUA INGRESO DE MAR Y DE PRODUCTO CON LA TEMPERATURA DEL PRIMER EFECTO (EP).	69
GRÁFICO 5.5 VARIACIÓN DE TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN CON Y SIN ÁREA VARIABLE (EP).	72
GRÁFICO 5.6 PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE FLUJO DE VAPOR QUE SE CONDENSA EN PRE-CALENTADOR <i>mv</i> (EP).	72
GRÁFICO 5.7 PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE FLUJO DE VAPOR QUE SE CONDENSA AL INTERIOR DE LOS TUBOS DE EFECTOS <i>mv</i> (EP).	73
GRÁFICO 5.8 PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE FLUJO DE VAPOR EVAPORADO EN LOS EFECTOS <i>mve</i> (EP).	73
GRÁFICO 5.9 PORCENTAJE DE VARIACIÓN DEL CONCENTRADO SALINO EN LOS EFECTOS <i>Sb</i> (EP).	74
GRÁFICO 5.10 VARIACIÓN DEL <i>BOILING POINT ELEVATION</i> (BPE) (EP).	74
GRÁFICO 5.11 FLUJO DE VAPOR PRODUCIDO EN EL EXTERIOR DE LOS TUBOS (<i>mve</i>) POR EFECTO PARA LOS CASOS EN CHILE (EP).	78
GRÁFICO 5.12 FLUJO VAPOR FLASHADO (<i>mvf</i>) POR EFECTO PARA LOS CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	78
GRÁFICO 5.13 FLUJO CONCENTRADO SALINO (<i>BRINE</i>) POR EFECTO (MB) PARA LOS CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	79
GRÁFICO 5.14 FLUJO VAPOR CONDENSADO EN EL INTERIOR DE LOS TUBOS, EN CADA EFECTO (<i>mv</i>), PARA LOS CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	80
GRÁFICO 5.15 FLUJO VAPOR CONDENSADO EN PRE-CALENTADORES (MVC) PARA LOS CASOS DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	80
GRÁFICO 5.16 TEMPERATURA DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN AL PASAR POR LOS PRE-CALENTADORES (EP).	81
GRÁFICO 5.17 CALOR ESTIMADO PARA PONER EN MARCHA PLANTA DESALINIZADORA CON DATOS DE ALMERÍA (EP).	87
GRÁFICO 5.18 CALOR ESTIMADO PARA PONER EN MARCHA PLANTA DESALINIZADORA EN MEJILLONES (EP).	89
GRÁFICO 5.19 VARIACIÓN DE GOR AL CAMBIAR NÚMERO DE ETAPAS [PARA MEJILLONES](EP).	90
GRÁFICO 5.20 ÁREA BAJO LA CURVA “N V/S GOR” PARA EL NÚMERO DE EFECTOS [PARA MEJILLONES] (EP).	90
GRÁFICO 5.21 CALOR ENTREGADO AL PRIMER EFECTO EN RELACIÓN AL NÚMERO DE ETAPAS [PARA MEJILLONES](EP).	90
GRÁFICO 5.22 RANGO PROMEDIO DE COSTOS MÁXIMO Y MÍNIMO DE UNA PLANTA CONVENCIONAL MED Y COSTOS DE LAS PLANTAS MODELADAS EN CHILE CON ENERGÍA SOLAR Y CONSIDERANDO QUE ES CONVENCIONAL (EP).	94
GRÁFICO 5.23 COSTOS (EN %) DE CADA SECCIÓN DE LA PLANTA PARA LAS TRES LOCALIDADES DE ESTUDIO EN CHILE (EP).	95
GRÁFICO 5.24 PORCENTAJE DE ENERGÍA SUPLIDO CON ENERGÍA SOLAR A LO LARGO DEL AÑO (EP).	97
GRÁFICO 5.25 VARIACIÓN DEL VAN (EN MILES DE DÓLARES) AL VARIAR EL PRECIO DE VENTA POR M ³ DE AGUA (EP).	100

Nomenclatura

EP	Elaboración propia.
RO	<i>Reverse osmosis</i> (Osmosis Inversa).
MSF	<i>Multistage flash</i> (Destilación flash multietapas).
MED	<i>Multi effect destilation</i> (Destilación multiefectos).
MES	<i>Multi effect stack</i> (Destilación multiefectos por apilamiento).
VC	<i>Vapor compression</i> (Compresión de vapor).
MVC	<i>Mechanical vapor compression</i> (Compresión mecánica de vapor).
TVC	<i>Thermal vapor compression</i> (Compresión térmica de vapor).
PR	<i>Performance ratio</i> (rendimiento).
GOR	<i>Gained output ratio</i> (relación de producto adquirido).
RR	<i>Recovery ratio</i> (Razón de recuperación).
TDS	Concentración total de sólidos en disolución.
ppm	Parte por millón.
N	Número de etapas o efectos.
Nc	Número de pre-calentadores.
S	Concentración salina [g/kg].
X	Concentración salina [ppm].
C	Concentración salina [g/g].
T	Temperatura.
P	Presión.
λ	Calor latente o de vaporización.
Q	Calor.
Q_{in}	Calor de entrada primer efecto.
\dot{m}	Flujo másico.
C_p	Capacidad calórica
h_l	Entalpía de líquido saturado.
h_v	Entalpía de vapor saturado.
Kt	Coefficiente de transparencia.
H	Irradiación real en plano horizontal [W/m ²].
H_o	Irradiación máxima en plano horizontal [W/m ²].
GHI	<i>Global horizontal irradiation</i> (Irradiación global horizontal).
h	Altura solar.
δ	Declinación.
ϕ	Latitud.
ω_s	Ángulo horario de salida y puesta del sol.
AZ	Ángulo azimut.

Subíndice

aa	Agua de alimentación.
ap	Agua producto.
ve	Vapor generado en el exterior de tubos de cada efecto.
vf	Vapor por flasheo en cada efecto.
v	Vapor.
vc	Vapor pre-calentador.
b	Concentrado salino (<i>brine</i>).
d	Destilado.
s	Steam.
acal	Agua caliente.
avm	Agua de vuelta al mar.
aim	Agua ingreso desde el mar.
pr	Producto real.
pm	Producto meta.
df	Destilado flasheado.
prom	Promedio.
ef	Efecto.
pc	Pre-calentador.
co	Condensador final.
icver	Intercambiador de Calor de placas entre campo colector y acumulación (verano).
icinv	Intercambiador de Calor de placas entre campo colector y acumulación (invierno).
cse	Entrada colectores solares.
css	Salida colectores solares.
ace	Entrada acumulación.
acs	Salida acumulación.
in1	Entrada al primer efecto
out1	Salida primer efecto.
scale	Incrustaciones.

1. Introducción

1.1. Antecedentes Generales

El origen y la continuidad de la humanidad se basan en el agua [1]. El mismo estudio señala que el fluido es el recurso más abundante en la tierra ocupando las tres cuartas partes de la superficie de la misma. De esta porción aproximadamente un 97% corresponde a agua salada en océanos y el restante 3% es agua dulce. De esta última, un 30% son aguas subterráneas, 0,25% son lagos y ríos y el restante son casquetes polares y glaciares.

La desalinización es un proceso por el cual el agua de mar puede convertirse en un recurso hídrico perfectamente aprovechable, tanto para el abastecimiento humano, como para el riego y uso industriales [2]. En palabras más técnicas, desalinizar consiste en reducir los niveles de sales desde unas 25.000-35.000 ppm a unas 1.000 ppm, definido como agua dulce.

Para desalinizar agua se pueden usar muchos procesos siendo los más usados la osmosis inversa (RO) y destilación flash multietapas (MSF) dada la gran cantidad de agua que se puede extraer [3]. Sin embargo, mediante el uso de energía solar se pueden utilizar métodos directos e indirectos. Dentro de los directos se encuentra: destilador solar (*solar still*) simple y doble. Dentro de los indirectos están: Proceso flash multietapas, destilación multiefectos, osmosis inversa y compresión de vapor [4].

1.2. Motivación

La escasez de agua a nivel mundial será un gran problema en la siguiente década [4]. En Chile, en particular, el problema con el agua toma cada vez más importancia para las localidades. La falta de lluvias y nieve, asociadas al cambio climático, ha hecho declarar a 120 comunas de Chile en emergencia agrícola en el año 2012 y seis áreas de la macrozona centro en escasez hídrica. Por otro lado, en la zona norte existe una gran desigualdad en el uso del recurso hídrico. La industria minera, principalmente concentrada en esta zona (que a la vez es la región con mayor déficit hídrico del país) está pagando sumas millonarias por los derechos del agua, dejando al resto de la población de la zona con una gran escasez [5].

Las autoridades indican que la mayor parte de los sistemas de agua potable rural en el norte están con problemas y que el 75% de los agricultores no han podido cosechar hace dos años [5]. La pequeña agricultura se ve tremendamente afectada por el elevado consumo de las mineras y por la contaminación existente en los cursos de las aguas [5].

Por otro lado, el gasto de energía en combustibles fósiles para producir agua desalinizada por métodos térmicos sólo puede ser pagado por algunas partes del mundo, en particular el Medio Oriente. Muchas personas en otras regiones no tienen ni el dinero para pagarlo, ni el combustible para explotarlo. De forma particular, algunos países ricos en petróleo, para suplir el suministro de agua, tienen en operación grandes plantas de desalinización térmica con combustibles fósiles, pero son una exigua minoría. Además, a menudo ocurre que áreas geográficas donde se necesita

agua son abundantes en fuentes de energías renovables [4]. Chile no es un caso aislado de esto último y ocurre que el norte chileno, como se puede ver en la Figura 1.1, es la región que recibe mayor radiación del mundo según se constató con un estudio de la Universidad de Chile [6].

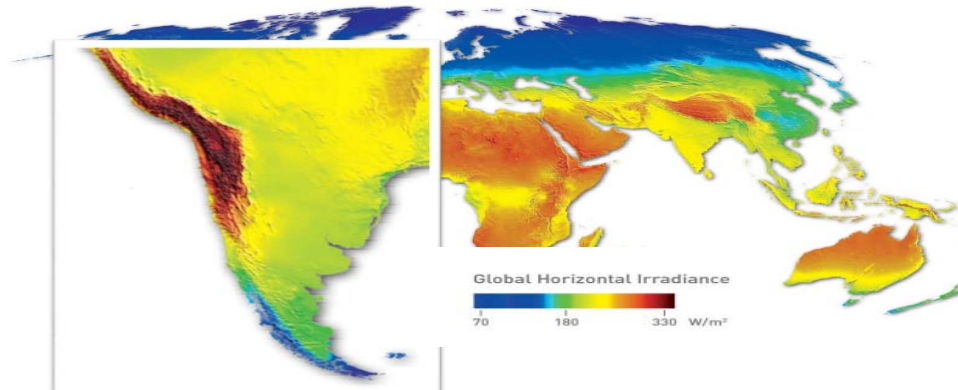


Figura 1.1 Irradiación global horizontal [7].

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Estudiar la factibilidad técnica-económica de desalinizar agua a pequeña o mediana escala, por medio de energía solar térmica, en localidades costeras del norte de Chile.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Estudiar y comparar las tecnologías de desalinización para seleccionar la más eficiente energéticamente o aquella que posea mayores ventajas comparativas a otras.
- Recuento de población y de irradiación solar en localidades costeras del norte de Chile para seleccionar una o más zonas.
- Seleccionar la tecnología solar que proveerá el recurso energético térmico.
- Desarrollar un caso de estudio de una planta con la tecnología escogida en una ubicación seleccionada.
- Evaluar económicamente a nivel conceptual la planta modelada.
- Discutir la factibilidad de la desalinización solar térmica alimentada por energía solar.

1.4. Alcances

- Se considera el norte de Chile a los sectores que van desde la ciudad de Arica hasta Copiapó aproximadamente.
- De los métodos para desalinizar sólo se analizan en detalle los procesos de Osmosis inversa (RO), Destilación flash multietapas (MSF) y Destilación multiefectos (MED) comparándolos con bibliografía existente. Luego, de los procesos MSF y MED se elige uno para llevar a cabo un caso de estudio.

- El estudio contempla analizar la escala factible del sistema elegido viendo la termodinámica implicada, dimensiones y capacidad de los equipos.
- Se evalúa la mejor alternativa posible.
- El estudio se hace para la posibilidad de generación de agua potable, no para minería, ni riego.
- No se contempla la construcción del mismo, ni analizar la parte eléctrica, de automatización, civil y otras áreas ajenas a mecánica (salvo con aproximaciones en los costos).
- No se considera ver en detalle el proceso de potabilización del agua obtenida. Sin embargo, se menciona a grandes rasgos que se debe hacer.

2. Antecedentes

El proceso de desalinizar separa una masa de agua de mar en dos partes: agua fresca con muy bajo contenido de sales disueltas y una salmuera muy concentrada [3]. Para lograrlo se pueden usar diversos métodos, los que se describen en el apartado 2.1.

2.1. Tecnologías para Desalinización

Muchas son las tecnologías que se han desarrollado a lo largo de los años para desalinizar agua. Éstas se pueden clasificar a grandes rasgos en térmicas y no térmicas. Comercialmente hablando, las tecnologías más importantes se basan en los métodos indirectos de osmosis inversa, flash multi-etapas y destilación multi-efectos. Los tres métodos antes mencionados son los más usados en la industria [3].

2.1.1. No Térmicas

2.1.1.1. Osmosis Inversa (RO)

En este proceso la presión osmótica se ve revertida por la aplicación de una presión (ejercida por una bomba) que es mayor a la presión osmótica del agua de mar. Así, el agua fluye de forma inversa a lo natural a través de una membrana semipermeable, dejando las sales al otro lado con una alta concentración [3]. En la Figura 2.1 se puede ver un esquema de lo explicado anteriormente.

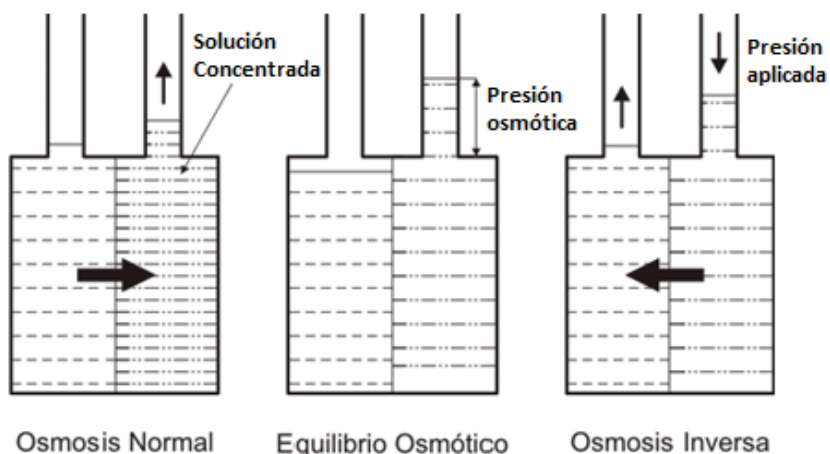


Figura 2.1 Esquema Osmosis Inversa (EP)¹.

El agua de mar, antes de ser alimentada a la planta, debe ser sometida a un pretratamiento físico-químico más complejo que el usado en métodos térmicos. El pretratamiento incluye desinfección con cloro para controlar bacterias, filtración para reducir sólidos en suspensión y declorinación con bisulfito de sodio [8]. La filtración aumenta un tanto la vida útil de las membranas, una de los problemas más grandes de este tipo de desalinización [9].

¹ EP significa elaboración propia. Lo anterior para toda Figura, Tabla y Gráfico que aparezca.

No se requiere calor ni separación de fases. Sin embargo, la mayor parte de energía ocupada es para aumentar la presión del agua salada, lo que se traduce en un gasto eléctrico considerable. El consumo de energía para agua de mar es de 4-8 kWh/m³ y para agua salobre de 2-3 kWh/m³ [9]. Ahora bien, no utiliza combustibles fósiles de forma directa y es económico; por lo que su uso ha ido gradualmente en aumento siendo, hoy en día, la forma más usada a nivel mundial para desalinizar [3].

2.1.1.2. Electrodiálisis

Este proceso se basa en el fenómeno por el cual, si se hace pasar una corriente eléctrica a través de una solución con iones, los cationes (iones positivos) viajarán hacia el cátodo (con carga negativa) y los aniones (iones negativos) se desplazarán hacia los ánodos (carga positiva). Ahora bien, si se dispone de una membrana semipermeable entre ambos electrodos, los iones de Na⁺ y Cl⁻ migrarán de tal forma que en la parte media de la celda electrolítica quedará agua desalinizada.

Es un proceso que solo puede separar sustancias ionizadas y por lo tanto su utilidad y rentabilidad está sólo especialmente indicada en el tratamiento de aguas salobres o reutilización de aguas residuales (no funciona bien con agua de mar), con un consumo específico y mantenimiento comparable en muchos casos a la ósmosis inversa [9].

Este proceso, al igual que el de osmosis inversa, requiere de una etapa de tratamiento bacteriano y de elementos en suspensión.

2.1.2. Térmicas

Dentro de este tipo de tecnologías se pueden identificar dos tipos de desalinización: directa e indirecta. Las de desalinización directa son netamente solares usadas a baja escala, en regiones donde la demanda de agua fresca es menor a 200 m³/día y se refiere a ocupar de forma directa el calor solar para evaporar agua y condensarla en otra sección haciendo un símil al ciclo hidrológico [4]. Ejemplo de esto son los invernaderos de uno o más efectos. Los métodos indirectos utilizan un colector solar para calentar un fluido de trabajo, por lo general agua o aceite sintético, el que luego se utiliza para desalinizar agua en un proceso más grande. Entre estos métodos más importantes se encuentran los siguientes:

2.1.2.1. Flash multietapa (MSF)

Este método se basa en el principio de que al reducir de forma abrupta la presión del agua de mar por debajo del valor de su presión de vapor de equilibrio, ocurre una evaporación súbita o explosiva de la misma. Se logra lo anterior introduciendo el agua de mar, previamente calentada a temperatura de ebullición con calor de una fuente externa, en una cámara por medio de una válvula. El vapor producido pasa a través de “*demisters*” (especie de filtro) donde se despoja de las gotas de salmuera que arrastra [8].

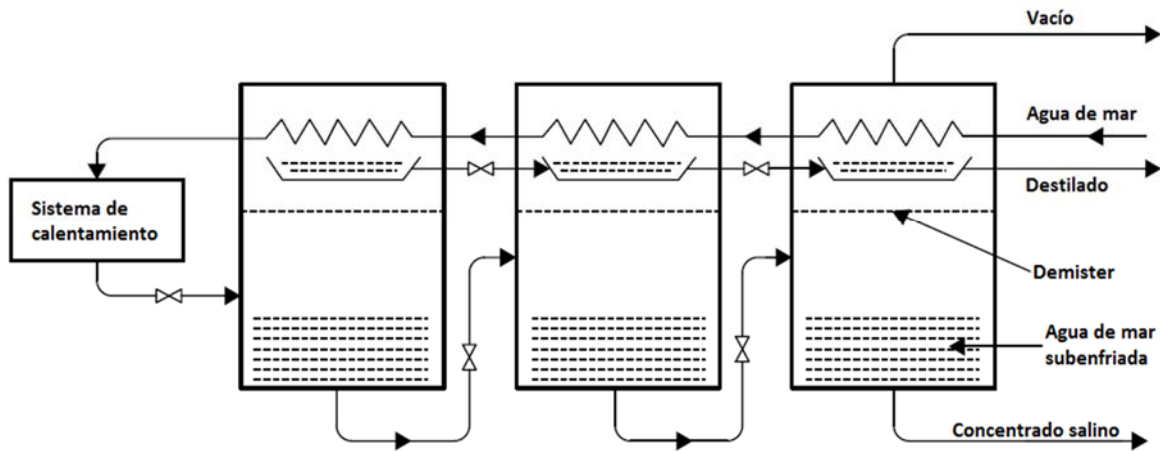


Figura 2.2 Esquema proceso Flash multietapas (MSF). [10]

El agua salina es calentada al pasar por las diversas cámaras en forma inversa como se puede apreciar en la Figura 2.2, en las que se les da un input de calor en cada una. Al final de este recorrido se le entrega la energía externa mediante un intercambiador de calor. Luego el agua pasa sucesivamente a las cámaras con presión y temperatura decrecientes en la que es expandida en cada una. La expansión (descompresión) hace que se evapore una fracción de la salmuera en cada cámara. La parte evaporada entra en contacto con un intercambiador de calor donde se condensa entregando calor a la salmuera que avanza. El condensado es el agua desalinizada producida, que se une a la generada en las diversas cámaras.

La temperatura alcanzada por el agua de mar en la primera etapa del proceso, llamada temperatura “*top*”, es normalmente de 90-110°C. El aumento de temperatura del agua de mar en este sector de calentamiento se elige optimizando el costo de producción del agua en función de la relación de producto adquirido (GOR) y del número de etapas [8]. El GOR es una medida adimensional de la cantidad de producto producido para una entrada de calor dada [11]. Se define según la ecuación (2.1)[12][13][8], donde \dot{m}_{pr} es el flujo de destilado producido en [kg/s], h_{fg} es el calor de vaporización evaluado en el agua de mar que entra al primer efecto en [kJ/kg] y \dot{Q}_{in} es el input de calor al primer efecto en [kW].

$$GOR = \frac{\dot{m}_{pr} * h_{fg}}{\dot{Q}_{in}} \quad (2.1)$$

Los costos de capital se incrementan con el GOR, debido a que su aumento implica la necesidad de mayor área de transferencia de calor y de mayor número de etapas. En el caso de MSF, el valor de GOR óptimo está normalmente en el rango de 7 a 9. Una planta típica con un GOR de 8, tendría de 16 a 28 etapas con recuperación de calor (precalentamiento de agua de mar de alimentación) y 3 con extracción de calor con descarga al medio [8].

La cantidad de agua obtenible de este sistema también depende de la calidad del agua de alimentación y de la temperatura “top”, aunque la recuperación máxima es de aproximadamente un 12-20% [8].

2.1.2.2. Múltiple efecto (MED)

La destilación multiefecto ocupa el mismo principio que el proceso flash, aunque la diferencia radica en la forma en la que se lleva a cabo la evaporación. Con la evaporación múltiple, el principio subyacente es usar la energía disponible y remanente de la evaporación simple para producir más agua desalinizada agregando más etapas. El proceso MED también se lleva a cabo en una serie de cámaras o “efectos”. La presión se reduce desde la presión ambiente en cada uno de los efectos con tal de reducir la temperatura de evaporación del agua. El agua de mar es, entonces, evaporada parcialmente en el primer efecto una vez que se le adiciona calor desde una fuente externa. Luego, y como se puede ver en la Figura 2.3, el agua no evaporada de la primera cámara, se hace pasar al segundo efecto evaporándose una pequeña fracción (fenómeno flash) al disminuir la presión. Y, el vapor generado en el mismo efecto se utiliza para calentar el agua a menor presión de la segunda cámara evaporándola parcialmente. El nuevo vapor generado en el segundo efecto se utiliza para evaporar más agua en la tercera cámara y así siguiendo hasta el efecto número “N”. Lo anterior permite al agua de mar tener distintas evaporaciones en cada efecto sin la necesidad de agregar calor adicional luego del primer efecto, siempre y cuando se aseguren las condiciones de saturación decreciente en cada cámara. Con esto se logra una eficiencia bastante alta del proceso.

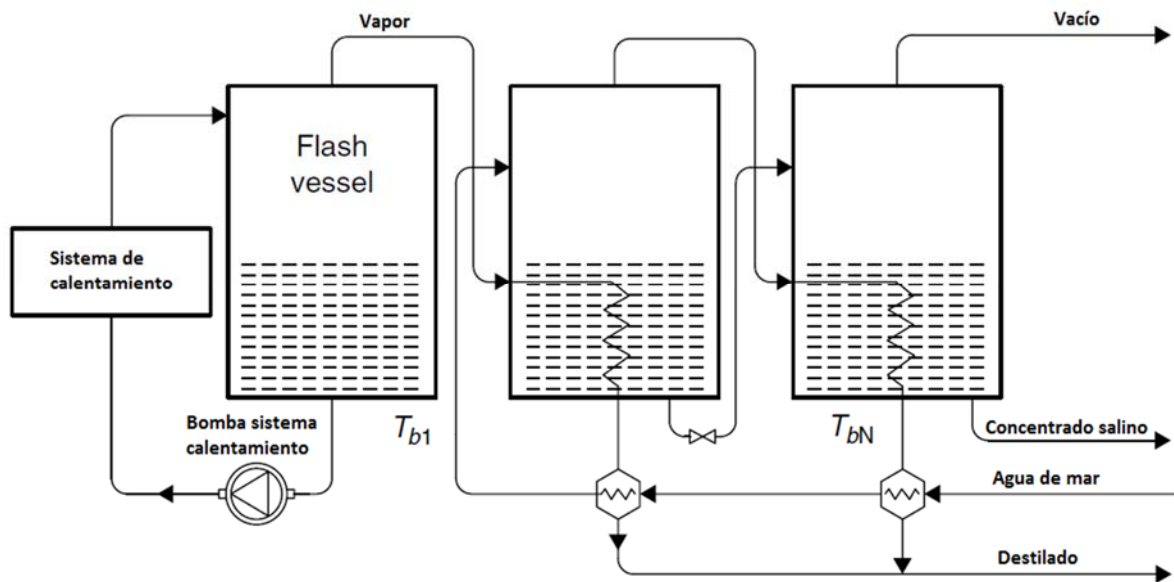


Figura 2.3 Esquema proceso Múltiple efecto (MED). [10]

Ahora bien, los factores que limitan el número de efectos son el rango de temperatura total disponible y la diferencia de temperatura mínima requerida entre los efectos. La temperatura de salida del último efecto (“bottom end temperature”) está limitada por la temperatura del agua de refrigeración disponible. La temperatura de entrada (“top temperature”) está limitada por las

incrustaciones que se pueden formar de acuerdo a la calidad del agua de mar disponible. Ahora, la diferencia de temperatura entre efectos es determinada por la elevación del punto de ebullición, las pérdidas de presión entre los efectos y la necesidad de tener una diferencia de temperatura mínima que permita obtener un caudal de destilado razonable en un evaporador de tamaño finito [8].

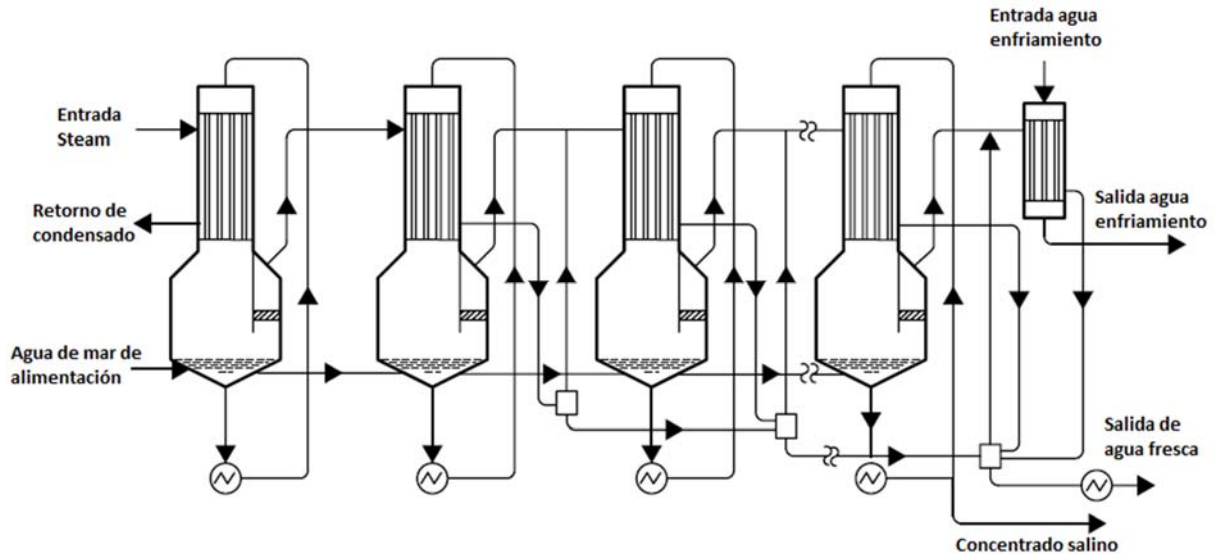


Figura 2.4 Planta MED de tubos largos verticales [10].

Según Lucía Ramilo (2003) [8] el GOR de una planta MED es aproximadamente igual al número de efectos menos uno ($n-1$). Es decir, para un GOR de 8, el número de efectos necesarios para la planta es de nueve. Ahora, este número de etapas es mucho menor que el correspondiente para una planta MSF equivalente. Esto hace que exista una importante reducción de costos en relación a las plantas flash.

La cantidad de agua obtenible de este sistema también depende de la calidad del agua de alimentación y de la temperatura “top”, aunque la recuperación máxima es de aproximadamente un 30-40% [8].

La disposición descrita por la Figura 2.3 es la típica. Sin embargo, existen distintas variaciones de plantas MED dependiendo de la combinación en la configuración de transferencia de calor y flujos usados. Las primeras plantas se basaban en serpentines de tubos sumergidos y usaban sólo dos o tres efectos. En los sistemas modernos, el problema de la baja tasa de evaporación se ha resuelto usando un diseño de película delgada con el agua de alimentación, distribuyéndola en la superficie de calentamiento formando una delgada capa de fluido en vez de una piscina profunda. Dichas plantas pueden tener tubos verticales u horizontales. En cuanto a los tubos verticales, esta puede ser de tubos largos verticales como la mostrada en la Figura 2.4. En esta planta, el agua de mar se evapora dentro de los tubos y el *steam*² se condensa en el exterior. En los tubos

² Steam: Vapor de agua que entrega energía.

horizontales con diseño de capa delgada, el *steam* se condensa en el interior de los tubos, mientras que el agua de mar se evapora en el exterior [10].

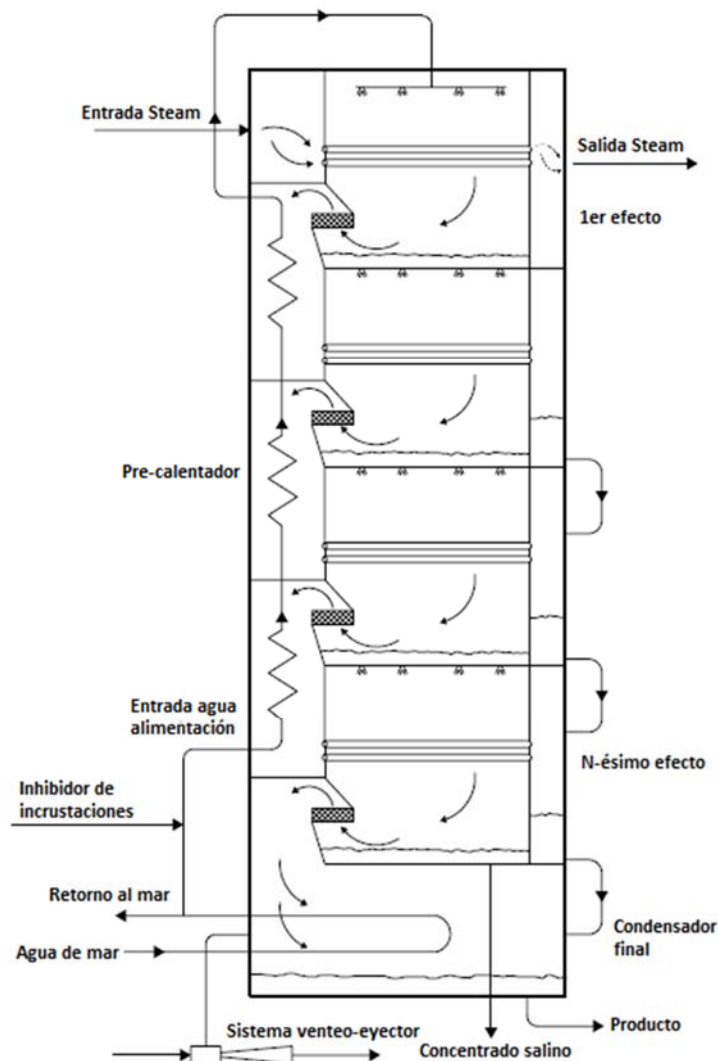


Figura 2.5 Esquema del proceso MES [10]

Otro tipo de desalinización MED es la de múltiple efecto por apilamiento (MES), cuyo esquema se presenta en la Figura 2.5. Es un sistema que tiene el primer efecto en la cima y de ahí, por efecto de gravedad, el agua de mar va bajando por cada una de las etapas logrando el mismo efecto ya descrito en párrafos anteriores. Lo bueno de esta disposición es que se puede ahorrar energía en bombeo, la superficie de terreno empleada en la planta se reduce y, además, los equipos no están separados como en versiones clásicas (Figura 2.4) reduciendo pérdidas térmicas. Por otro lado, este es el más apropiado para aplicaciones solares térmicas. Es un método completamente estable en operación y automáticamente se ajusta a cambios en el flujo de *steam*, incluso si son cambios abruptos. Es un método de una pasada que minimiza el riesgo de formación de incrustaciones sin incurrir en altos costos de químicos. La pureza típica del agua

desalinizada producida es menor a 5 ppm de sólidos totales disueltos (TDS en sus siglas en inglés) y no se deteriora al envejecer la planta [10].

2.1.2.3. Compresión de vapor (VC)

En este sistema, el calor para evaporar el agua de mar se obtiene de forma directa del vapor removido de un efecto y que es reinyectado en la misma u otra luego de ser comprimido. En otras palabras, la recuperación de calor se basa en aumentar la presión del vapor de una etapa por medio de un compresor. La temperatura de condensación, entonces, aumenta y el vapor puede ser usado para proveer energía a la misma etapa de la que venía o a otros efectos.

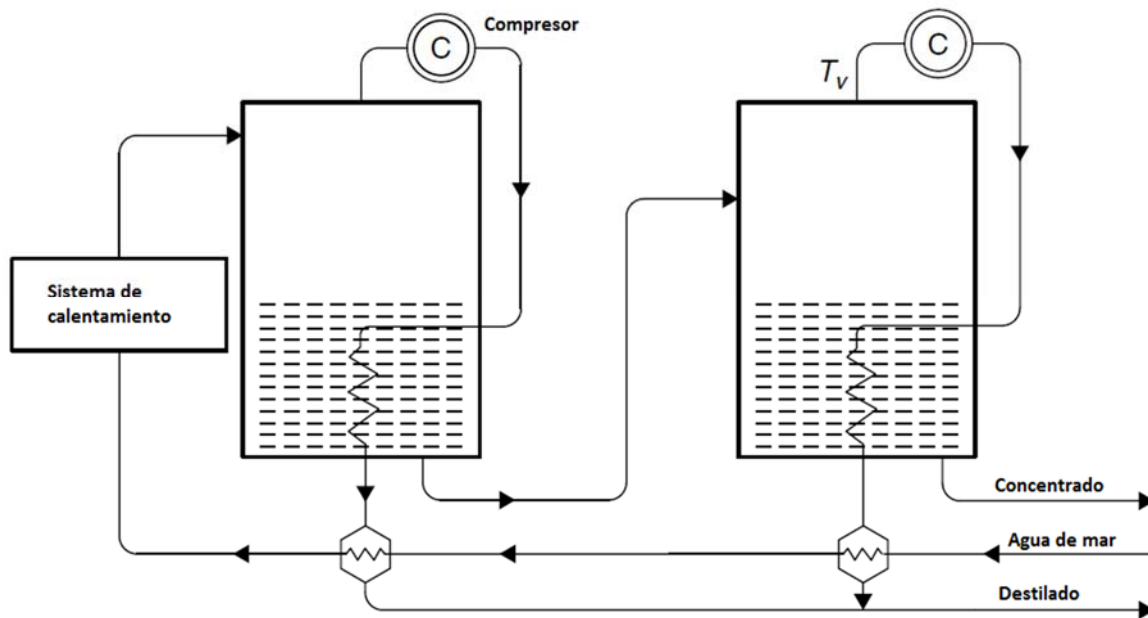


Figura 2.6 Principio de operación del sistema de compresión de vapor (VC). [10]

Para lograr lo expresado en el párrafo anterior, se pueden usar dos métodos: un compresor mecánico (MVC) o un termocompresor (TVC) [3]. El primero emplea un compresor mecánico para comprimir el vapor, mientras que el segundo método usa un compresor de vapor jet [10].

2.2. Energía Solar

De la potencia total que es capaz de producir el sol, sólo una fracción de ella llega a la tierra, la que corresponde a unas 1.350 W/m^2 y es conocida como constante solar. Ahora bien, dado los efectos de absorción, dispersión y reflexión por parte de la atmósfera sólo una parte de esa radiación la atraviesa. Luego, la radiación efectiva que llega a nivel de suelo alcanza máximos en torno a los 1.200 W/m^2 . Dependiendo de las condiciones climáticas (nubes, contaminación, entre otras) la radiación total que llega a la superficie terrestre se puede expresar como la suma de dos componentes [14]:

- **Radiación directa:** Es aquella que llega a la superficie de la Tierra sin que haya sufrido ningún cambio de dirección. Se le asocia a aquella radiación que genera sombras.
- **Radiación difusa:** Es aquella radiación que recibe la superficie de la Tierra luego de que por procesos de dispersión se haya modificado su trayectoria.

Ahora, es requerido conocer la posición del sol en el cielo o bóveda celeste en cualquier lugar del planeta para poder aprovechar de la mejor forma posible la radiación que llega a la superficie de la Tierra.

El movimiento de traslación de la Tierra en torno al sol tiene una forma de elíptica con excentricidad baja. Este movimiento posee una inclinación en su eje de rotación de $23,45^\circ$, dando origen así a las estaciones del año (véase Figura 2.7).

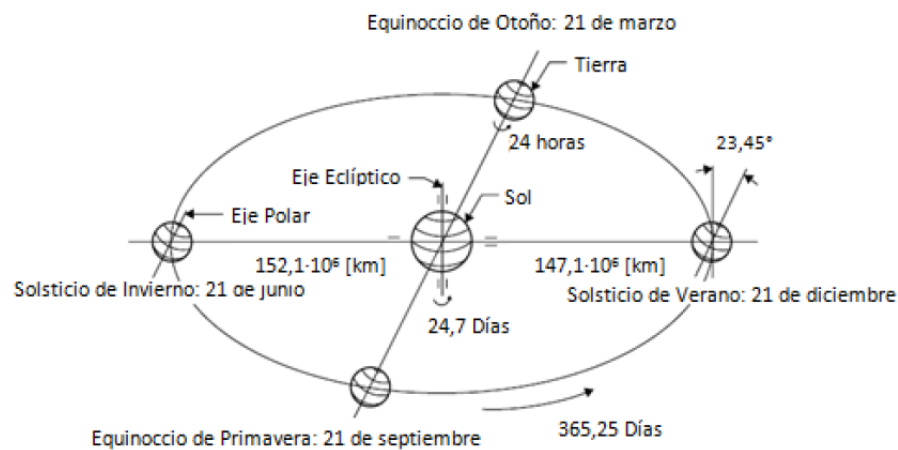


Figura 2.7 Movimiento de traslación de la Tierra y su inclinación [15].

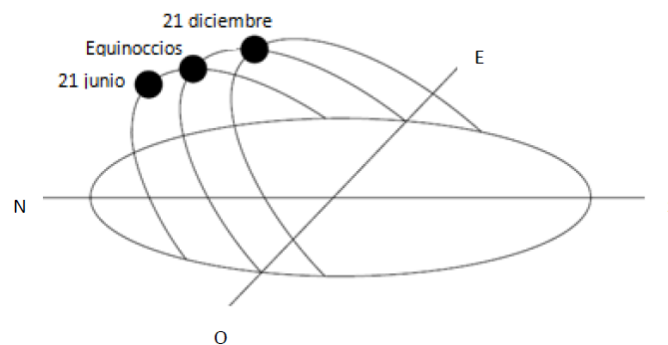


Figura 2.8 Cambio de posición de la tierra a lo largo del año para un observador terrestre en hemisferio sur [15].

Dado el ángulo de inclinación que posee la Tierra, el movimiento del sol que se observa desde un punto fijo de la Tierra es variable durante el año en relación a la latitud en la que uno esté ubicado. Ese movimiento se conoce por el nombre de eclíptica y da origen a cambios en la radiación que se recibe durante el año según se muestra en la Figura 2.7. Ahora, es posible

calcular la ubicación exacta del sol en cada instante por medio de un análisis geométrico. Para ello se toman como referencia los ángulos mostrados en la Figura 2.8, ángulos con los cuales se puede llevar a cabo ese análisis:

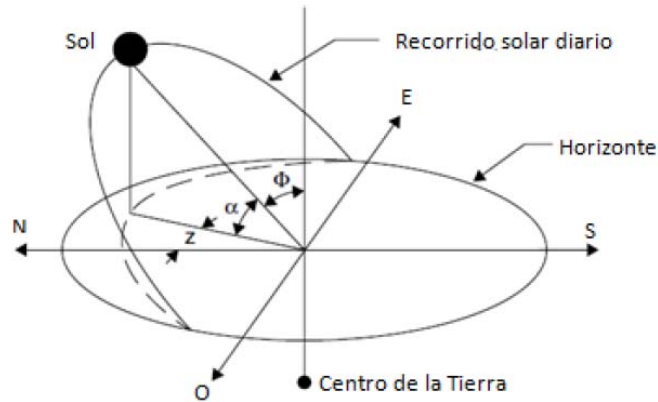


Figura 2.9 Posición del sol visto para un observador local en la Tierra [15].

- ϕ : Es la latitud del lugar en donde se encuentre. Varía de -90° a 90° , en donde los valores positivos son del hemisferio norte y los negativos del hemisferio sur [14].
- AZ: Ángulo azimut. Es la desviación de la proyección en el plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local, con cero al sur, este negativo y oeste positivo. Varía de -180° a 180° [14].
- N: Corresponde al día del año o día del año Juliano. Vale “1” el día 1 de Enero y vale “365” el día 31 de Diciembre [14].
- δ : Declinación. Es la posición angular del sol cuando el sol está en el meridiano local con respecto al plano del ecuador. Varía de $-23,45^\circ$ en Diciembre a $23,45^\circ$ en Junio. Valor 0° en los equinoccios Se define según la ecuación (2.2) [14].

$$\delta = 23,45 * \text{sen}\left[360 * \frac{(284 + N)}{365}\right] \quad (2.2)$$

- ω_s : Es el ángulo horario de salida y puesta del sol. Depende de la declinación y de la latitud y se relaciona con ellos según la ecuación (2.3) [14].

$$\cos \omega_s = -\tan \phi \tan \delta \quad (2.3)$$

- ω : vale -15° por cada hora antes de las 12:00PM y 15° por cada hora después de las 12:00PM.
- θ_z : Ángulo zenital: Es el ángulo entre la vertical y la línea del sol, esto es, el ángulo de incidencia de la radiación directa en una superficie horizontal. Se relaciona con otros ángulos según la ecuación (2.4) [14].

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (2.4)$$

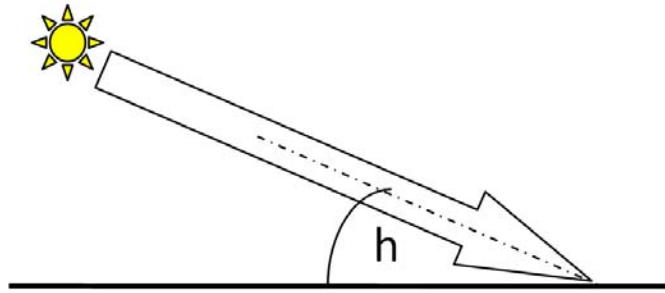


Figura 2.10 Esquema de altura solar (EP).

Como se dijo con anterioridad, la radiación se atenúa al atravesar la atmósfera. Así, a nivel de suelo, la intensidad de la radiación directa es del orden de los 800 a 1.000[W/m²]. Por otro lado se tiene que la radiación global es la suma de la directa más la difusa según se muestra en la ecuación (2.5) relacionada con la Figura 2.10.

$$G = I_d \sin h + D \quad (2.5)$$

Para obtener datos de radiación solar se pueden seguir de forma simple tres caminos:

- Usar datos medidos a nivel de tierra con instrumentos adecuados.
- Se puede estimar usando modelos. Hay modelos que aplican a días despejados y otros que usan otros datos. Se pueden mencionar los modelos de: Bird, Angström, Page y Perrin de Brichambaut.
- Se puede estimar usando mediciones satelitales. Sin embargo con ellos se mide lo que se refleja y se debe estimar lo que llega al suelo.

2.3. Colectores solares

Estos elementos conforman la fuente de energía, sustituyendo a la fuente basada en combustible fósil, que es usada en realizaciones a gran escala de los procesos anteriormente descritos. En la mayoría de éstos, un fluido se calienta por radiación solar a medida que circula por una tubería que absorbe calor. El fluido en cuestión es usualmente agua o aceite sintético y se utiliza para ser almacenado o para calentar otro medio [4].

El colector puede ser estático o tener algún dispositivo que permita seguir al sol (*tracking*) y en general tienen disponibilidad comercial. Los principales son los siguientes:

2.3.1. Colectores planos (CP)

Como se puede apreciar en la Figura 2.11 A un colector plano típico es una caja de metal aislada con un vidrio o cubierta plástica con un fondo de color negro. Las tuberías de flujo pueden

disponerse de forma paralela o en un patrón de serpentin. Alcanzan temperaturas de fluido relativamente bajas. Ahora bien, este tipo de colectores no ha mostrado ser una tecnología útil para desalinización. Sin embargo, sus costos son bajos en relación al colector de tubo evacuado, siendo de US\$ 80-US\$ 250/m² [4].

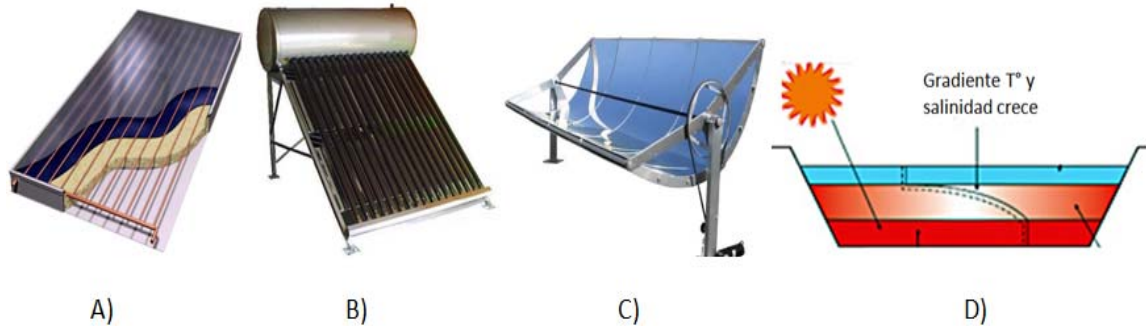


Figura 2.11 Colectores solares. A) Plano B) Tubo evacuado C) Parabólico D) Poza solar (EP).

2.3.2. Colectores de tubos evacuados (CTE)

En este tipo de colector las pérdidas de calor son minimizadas por una cubierta tubular de vidrio al vacío. Usualmente un número de tubos evacuados son ensamblados en conjunto para formar un colector como se ve en la Figura 2.11 B. Estos tubos requieren de manufactura más sofisticada en relación a la fabricación de colectores planos, lo que eleva sus costos a unos US\$ 300-US\$ 550/m² en el caso de los más caros. Sin embargo, existen algunos cuya manufactura es mucho más económica siendo su costo similar a un colector plano. Además, el vacío de los tubos permite alcanzar eficiencias y temperaturas mucho más altas que en colectores planos. Como se pueden producir temperaturas cercanas a los 200°C, son útiles como fuente de energía para desalinización [4].

2.3.3. Colectores cilindro-parabólicos (CCP)

Es un colector lineal con una sección parabólica. Como se aprecia en la Figura 2.11 C, la radiación solar se concentra (por medio del perfil parabólico) en la línea focal, por la cual transita una tubería. Esta disposición permite llegar a temperaturas de 100-400°C, lo que podría usarse como fuente energética para desalinización [4].

2.3.4. Pozas solares con gradientes salinos (SP)

Es una poza poco profunda con gradiente salino vertical, tal que el agua salada más densa permanece al fondo de la poza y no se mezcla con las capas superiores menos salinas. Una poza solar tiene su propio sistema de almacenamiento de calor y absorbe tanto radiación directa como difusa. Esto permite que el calor almacenado pueda usarse de día o de noche [4].

Consiste en tres capas de agua con concentraciones distintas de sal y crecientes verticalmente hacia abajo (véase Figura 2.11 D). Como la última capa es muy densa, la luz solar queda atrapada en ella ya que la convección no es posible con las demás capas. En consecuencia la parte más baja acumula calor entre 70-80°C que luego puede ser usado en algún proceso [4].

2.4. Potabilización

Un punto muy importante es que el agua desalinizada obtenida por medios térmicos es de alta pureza, con una cantidad muy baja de sales y minerales disueltos. Luego, el agua es totalmente agresiva y corrosiva con los materiales comúnmente usados en los sistemas de distribución como los metales y el concreto. Para prevenir lo anterior es que se utilizan cuatro procesos de potabilización: la clorificación, inyección de dióxido de carbono, aireación e inyección de cal hidratada [3].

El agua se remineraliza agregando cal hidratada y dióxido de carbono para aumentar la dureza, alcalinidad, pH y el contenido de minerales disueltos. La clorificación se realiza inyectando gas de cloro, hipoclorito de calcio o sodio para desinfectar el agua y eliminar el crecimiento bacteriano. La aireación, finalmente, se hace para reemplazar el oxígeno extraído en el proceso de desalinización y, de este modo, mejorar el sabor del agua [3].

2.5. Consumo de agua diario per cápita

Según la Organización Mundial de la Salud (OMS) el acceso óptimo de agua diario por persona, de tal forma que el efecto sobre la salud sea muy bajo, es de unos 100 litros [16]. Lo anterior incluye consumo, atender a todas las necesidades de higiene y otro tipo de necesidades.

Por otro lado, en Chile se derrocha bastante en cuanto a agua potable respecta. La Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS) reveló luego de un estudio hecho entre los años 2007 y 2008 que los clientes utilizan más agua de la que realmente necesitan [17]. Existen localidades cuyo consumo sobrepasa con creces lo recomendado, como son: Pan de azúcar (Colina), Villa los Domínicos (Las Condes), Chicureo (Colina) y Los Trapenses (Lo Barnechea) cuyo consumo supera los 600 litros diarios. Considerando lo anterior en Chile, el consumo promedio nacional varía entre los 137 y 167 litros por persona al día [18].

2.6. Uso de desalinización a nivel nacional e internacional

La capacidad de las plantas instaladas a lo largo y ancho del mundo, se ha establecido en 88.444.627 m³/día, al año 2013, según se muestra en el Gráfico 2.1 [19]. En dicha figura se ve un claro aumento año a año de la capacidad de desalinización en el mundo.

Históricamente, las plantas desalinizadoras más grandes se construían en la región del Golfo Pérsico, donde no hay otras alternativas para el suministro de agua potable que el agua de mar. Actualmente, el bajo costo de las membranas y un incremento en la escasez de agua ha provocado el crecimiento a otras regiones del globo. Por ejemplo, la tercera planta desalinizadora más grande funcionando a base de membranas, está en Melbourne, Australia (Victoria Desalination Plant), con una capacidad de 444.000 m³/día. La planta desalinizadora más grande a base de membranas, actualmente en funcionamiento, está en Soreq (Israel), con una capacidad de 510.000 m³/día [9].

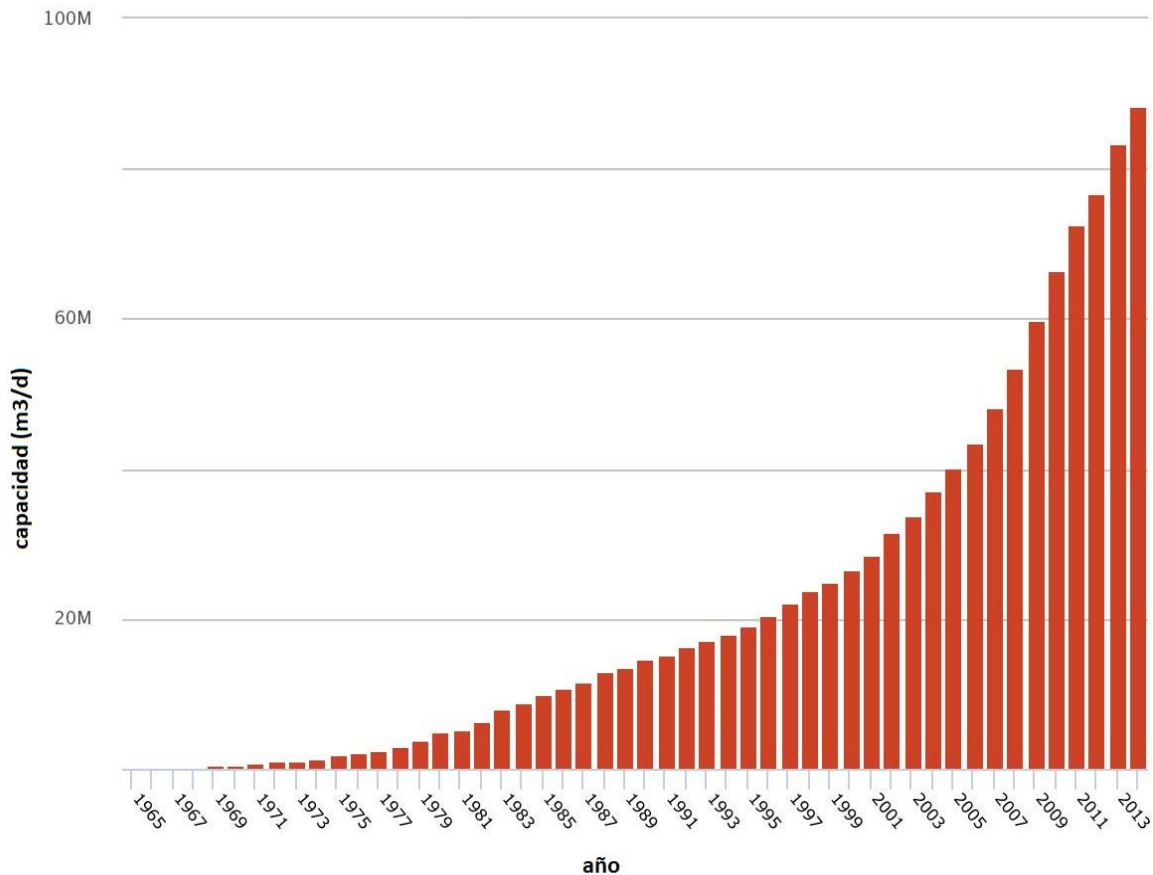


Gráfico 2.1 Capacidad de desalinización instalada en el mundo en [m³/día] [19].

La mayor planta de desalinización térmica del mundo está instalada en Shoaiba, Arabia Saudita y tiene una capacidad de 880.000 m³/día. Sin embargo, será en breve relegada a un segundo lugar, cuando entre en funcionamiento, en este año 2014 la planta de Ras Al Khair, también en Arabia Saudita con una capacidad de 1.025.000 m³/día [9].

En Chile, hay 4 desalinizadoras en el norte en operación y otras 6 en proyecto, todas de Osmosis Inversa (véase Tabla 2.6.1 para más detalle). De todas las mencionadas con anterioridad se tiene una generación de 642.384 m³/día de los cuales la mayor parte es para consumo industrial principalmente para la minería de la zona. Sólo 151.200 m³/día son de agua potable, principalmente en Antofagasta a cargo de la empresa Aguas Antofagasta [21].

Tabla 2.6.1 Proyectos plantas desalinizadoras en proyecto y operación en el norte de Chile. [20]

Nombre planta desalinizadora	Empresa	Región	Inversión MUS\$	Capacidad [l/s]	Transporte agua		
					Distancia [km]	Altura [m.s.n.m]	Estado
Coloso	Minera Escondida	II	200	525	177	3.600	Operación
Coloso (ampliación)	Minera Escondida	II	3.500	3.200	177	3.600	RCA aprobado
Planta Desalinizadora de Moly Cop Chile	Moly Cop Chile	II	0,557	4,3	-	-	Operación
Planta Desalinizadora Sector sur	Aguas Antofagasta	II	52,5	600	-	-	Operación
Planta Desalinizadora Chimba	Aguas Antofagasta	II	90	600	-	-	Operación
El Morro	Proyecto El Morro	III	-	650	110	4.000	RCA aprobado
Planta Desalinizadora Candelaria	Minera Candelaria	III	254	300 a 500	900	1.200	RCA aprobado
Planta Desalinizadora Mantoverde	Anglo American	III	62	120	40	490	RCA aprobado
Planta Desalinizadora el Valle de Copiapó	Agbar Chile	III	254	1000	-	-	Rechazado
Punta Totoralillo	CAP S.A.	III	63	200 a 600	117	-	RCA aprobado
Central Castilla	MPX	III	100	740 y 50	-	-	RCA aprobado

2.7. Retos de desalinización

La desalinización posee diferentes retos relacionados con los altos requerimientos energéticos, así como también un potencialmente alto impacto negativo en la producción de emisiones de dióxido de carbono. [9]

Los puntos claves desde el punto de vista medioambiental son los siguientes:

- Energía usada y su relación con las emisiones de dióxido de carbono debido al origen del suministro de las plantas de desalinización:

1. Directo, cuando la capacidad de desalinización está acoplada a motores de generación con combustibles fósiles.
 2. Indirecto, cuando las plantas están acopladas a la red de suministro y esta a su vez se nutre de orígenes con un alto consumo de combustibles fósiles.
- Descargas incontroladas de salmuera que pueden contaminar los acuíferos y dañar los ecosistemas acuáticos, debido a las altas temperaturas y al contenido en sales.
 - Contaminantes debido a los pre-tratamientos químicos y anticorrosivos, o incluso contaminantes nucleares, cuando la planta va integrada en una instalación nuclear.
 - Otros factores como contaminación por ruido, emisiones gaseosas y escapes químicos.

Desde el punto de vista de la localización, podemos mencionar:

- Integración con las redes energéticas o con tecnologías móviles.
- Uso de la energía, especialmente en lugares con dificultades de acceso a esta.
- Implantación de los equipos, ya que debido al aumento de las necesidades de suministro, por el incremento de la población, están requiriendo cada vez más superficie.
- Transferencia de los costes al agua, debido a costos de capital, costos energéticos, de operación y mantenimiento, así como el costo del origen del agua.
- Creación de la infraestructura para transferir el agua desde el punto de tratamiento al punto de uso.
- Pérdidas de agua cuando se usan infraestructuras existentes.

Otros retos adicionales son el alto nivel de capital requerido para la construcción de las plantas, así como los altos niveles de gastos de operación durante todo el ciclo de vida de la planta. [9]

En lo que respecta a Chile, en el Anexo J se presenta un poco sobre el marco jurídico que se aplica en el país.

Por otro lado, dada su naturaleza, el agua de mar es extremadamente corrosiva para muchos materiales. Luego, este punto es un gran reto a considerar para evaluar las unidades que estarán en contacto directo con agua de mar. Ahora, hay diversos factores que determinan la elección del material como la dificultad de construcción de un componente, soldadura, maquinado y montaje. En la Tabla 2.7.1 se presentan diversos materiales que resisten bastante bien la corrosión del agua de mar [22].

Tabla 2.7.1 Características de materiales resistentes al agua de mar [22].

Material	Costo	Vida útil	Posibilidad fabricación
Titanio	Alto	Larga	Difícil
Hastalloy	Alto	Larga	Difícil
Inconel 62.5	Alto	Larga	Difícil
70/30 CuNi	Alto	Larga	Media
Acero inoxidable 316L	Medio	Media	Media
Bronce Ni-Al	Medio	Media	Media

Material	Costo	Vida útil	Posibilidad fabricación
PVC	Bajo	Media	Fácil
GPR/FRP	Bajo	Larga	Fácil

2.8. Impacto y regulación ambiental

Este tópico depende de la capacidad de la planta desalinizadora, de la tecnología que emplea y de las características del lugar de emplazamiento. De esta forma, una planta de desalinización de agua de mar no está exenta de problemas ambientales, principalmente la emisión de gases, de vertido de salmueras y en menor medida de impactos paisajísticos. En el aspecto impacto paisajístico, la idea es minimizar el impacto visual generado por la edificación de una planta, por lo que el tipo de construcción de que se trate es fundamental. [23]

Las plantas de desalinización generan impactos ambientales derivadas de la generación de gases y el vertido de salmueras.

2.8.1. Emisión de gases nocivos

Respecto a este apartado para la salud humana, dependerá básicamente del tipo de planta de la cual se trate. En el caso de desalinización térmica convencional, se producen emisiones de contaminantes atmosféricos que contribuyen al efecto invernadero, como son CO₂, NO_x y de otros componentes derivados de la combustión. A pesar de lo anterior, en Chile, todas las plantas desalinizadoras existentes usan el método de osmosis inversa (RO), cuya emisión de gases es ínfima. [23] Además, en el caso de una planta desalinizadora con energía solar térmica, este tipo de impacto es despreciable, luego no se considera un impacto a ser visto en la normativa vigente.

2.8.2. Vertido de salmueras

En un vertido de salmuera procedente de una planta desalinizadora la componente de las aguas de rechazo debida a las sustancias aportadas por el agua de alimentación es en principio poco preocupante, sobre todo cuando se vierte al mismo medio de donde se extrae el agua (como sucede cuando el agua se toma del mar) ya que no se añade ninguna carga contaminante al sistema. Lo que hay que tener en cuenta son los posibles impactos que se puedan producir como consecuencia de que se devuelven con concentraciones más elevadas. [24]

Cuando el efluente³ llega al mar con mayor densidad que éste, tras la fase de intensa turbulencia generada por la descarga, en la que se produce una importante dilución (campo cercano), llega otra de tranquilidad. En ella, las diferentes masas de agua, cada una con su correspondiente grado de dilución, se van colocando sobre el fondo de forma estratificada según su densidad. A partir de este momento empieza la fase de campo lejano en la que la dilución se produce lentamente por la incorporación de agua del medio a través de la interfaz. Esta capa hiperdensa se esparce por el fondo con mayor o menor salinidad pudiendo afectar los ecosistemas con los que se topa en su avance. Los ecosistemas más afectados son macroinvertebrados bentónicos (moluscos,

³ Se refiere a agua de desecho industrial. En este caso corresponde a agua de mar con concentración de sal alta.

crustáceos, equinodermos) mientras que las algas son las más resistentes a cambios en salinidad. [24]

En la normativa chilena no existe legislación sobre este tipo de descargas ni se han establecido límites de emisión para el contaminante más significativo de un vertido de este tipo, esto es, el exceso de salinidad respecto a la del agua de mar. Se propone tomar las recomendaciones de los estudios españoles realizados con este tipo de efluentes.

El vertido de salmuera debiera ser devuelto al mar por medio de difusores que diluyan el mismo a concentraciones similares a la natural. Lo ideal sería que agua se devolviera a igual concentración que la extraída, pero dado que esto no es posible se recomienda no verter la salmuera con concentraciones que sobrepasen entre 1.000 y 5.000 ppm a la concentración natural del agua de mar. [24] [25]

La temperatura es un punto asociado al vertido de salmueras. Este apartado si es tomado en cuenta por la legislación chilena. En la norma D.S. N°90/00 SEGPRES, (“Norma de Emisión para la Regulación de Contaminantes Asociados a las Descargas de Residuos Líquidos a Aguas Marinas y Continentales Superficiales”) en el apartado 4.4 se habla de los límites máximos permitidos para la descarga de residuos líquidos a cuerpos de agua marinos. Aquí se distinguen dos zonas: una zona de protección litoral y una zona sin protección litoral, cuya definición se presenta en el apartado 3.13 de la misma norma. En ambos casos, la temperatura máxima a la cual puede descargarse el líquido son 30°C.

3. Metodología

En esta sección se presenta una breve descripción de lo que se realiza, cuyo detalle se presenta en la sección 4 de desarrollo.

En primer lugar se establece una comparación de los procesos de Destilación flash multietapas y Destilación multiefecto (ambos procesos térmicos de desalinización). Se comparan, al mismo tiempo, con el proceso de Osmosis inversa, cuyo uso a nivel mundial es mayoritario dado los altos costos de los combustibles fósiles y la escala de generación de agua factible, pero que consume gran suministro eléctrico. La idea es ver cuál de los procesos térmicos posee mayor eficiencia energética y determinar la escala a la cual son factibles en condiciones normales usando combustibles fósiles, con tal de evaluar sobre ese método el estudio. Lo anterior se realiza analizando bibliografía existente de diversas fuentes.

Posteriormente se hace un estudio de población en los sectores costeros del norte de Chile para establecer lugares de aplicación. Para ello se toma un mapa con tal de hacer un listado de ciudades, pueblos y otros lugares ubicados en la costa en estudio. Dicha ubicación contempla, como se mencionó anteriormente, todos los sectores costeros que van desde la ciudad de Arica hasta la altura de Copiapó aproximadamente. Esta lista se cruza con datos del Censo, obtenidos del Instituto Nacional de Estadísticas (INE), para descartar algunas ubicaciones por medio de distintos criterios ligados a la cantidad de habitantes. Sin embargo, antes de descartar localidades se procede a estimar la cantidad de habitantes de todos los sectores por medio de procedimientos estadísticos.

Escogidas unas cinco localidades, se hace un análisis del recurso solar existente en esas zonas. De esta forma se puede evaluar aquellas que presenten mejor radiación y aquellas que muestren la peor.

Escogido entonces el método de desalinización, se procede a realizar un modelo computacional que permita obtener los estados termodinámicos implicados y las áreas de intercambio térmico de los equipos. La idea es validar el modelo con datos de alguna planta similar, con lo cual se recurre nuevamente a bibliografía existente. Se compara, así, con la planta de desalinización de la Plataforma solar de Almería que posee la misma tecnología de desalinización elegida. El modelo en cuestión se programa por medio del software Matlab.

Con el modelo completo se pueden evaluar los distintos casos en estudio. Dichos casos difieren principalmente en la cantidad de agua meta a producir, determinada por la cantidad de población. Lo anterior permite determinar el calor requerido a aportar y, después, el área de colectores solares requerida.

Finalmente se procede a hacer una evaluación económica conceptual con tal de poder estimar cuánto cuesta una planta de esta envergadura.

Todo lo mencionado con anterioridad se presenta resumido en el esquema de la Figura 3.1.

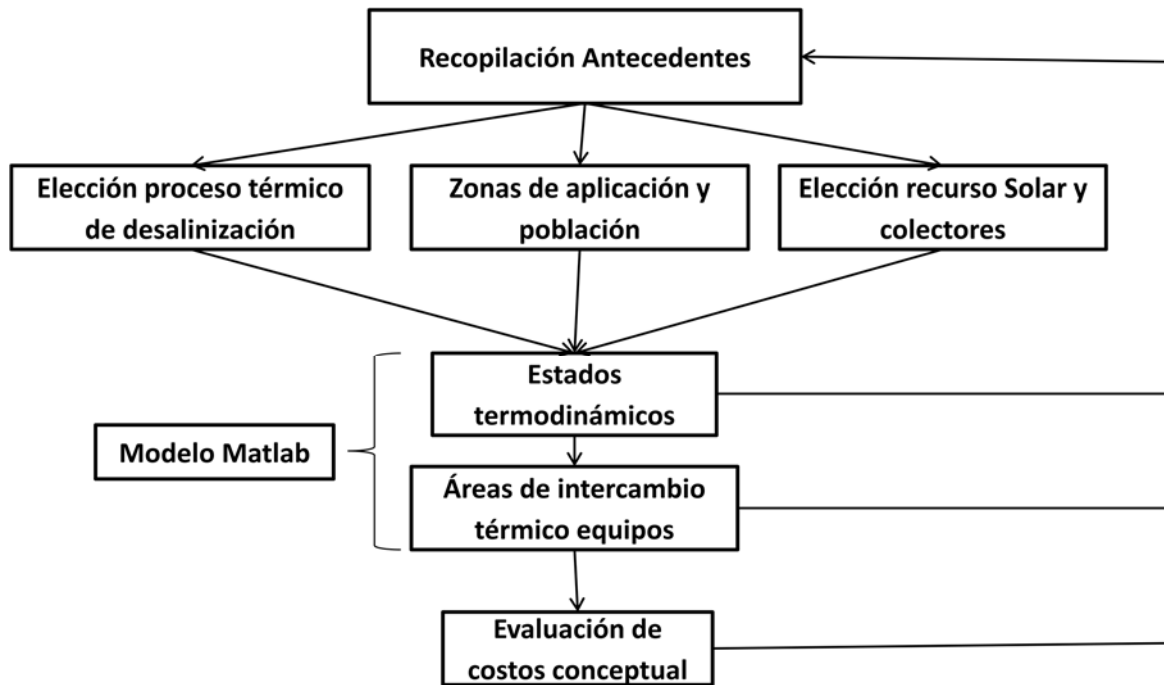


Figura 3.1 Esquema de la metodología a seguir (EP).

4. Desarrollo

4.1. Comparación tecnologías de desalinización en estudio

Cada uno de los procesos mediante los cuales se puede desalinizar agua tiene sus propias características, que lo hace más o menos adecuado para cada caso. Es, luego, conveniente hacer un análisis comparativo de ventajas y desventajas de cada proceso tecnológicamente viable en la actualidad para la producción de agua desalinizada. Dado lo anterior, en la Tabla 4.1.1 se presenta una comparación de los tres métodos mencionados anteriormente, en distintos aspectos, a fin de ver sus ventajas y desventajas. Por otro lado, en la Tabla 4.1.2, se muestra el costo de agua desalinizada para los métodos aludidos con distintas capacidades de planta.

Tabla 4.1.1 Comparación de características de métodos más usados en desalinización (EP)

Característica	MSF	MED	RO	Referencia
Tipo de energía	Térmico	Térmico	Eléctrico	[10] [26] [27]
Tecnología	Evaporación	Evaporación	Membranas	[26]
Input de potencia mecánica (kWh/m ³ de producto)	2,5-6	1,5-2,5	5 a 13	[10] [26] [9]
Consumo de energía primario (kJ/kg de producto)	>200	150-200	80-120	[10] [27]
Capacidad de producción de planta (m ³ /día)	<100-1.025.000	<100-320.000	<100-510.000	[3] [28] [29]
Precio de equipos (€/m ³)	950-1900	900-1700	900-2500, reemplazo de membrana cada 4-5 años	[10]
Costo instalación (€/m ³)	Alto 1.080-1.690	Alto/medio 780-1.080	Medio 660-1.200	[26] [27] [30]
Costo operación y mantenimiento (€/m ³)	0,05-0,07	0,04-0,07	0,05-0,10	[30]
Costo recambios y productos químicos (€/m ³)	0,02-0,04	0,02-0,03	0,02-0,05	[30]
Costo reemplazo de membranas (€/m ³)	-	-	0,01-0,04	[30]
Escala de aplicación	Mediana-grande	Pequeña-mediana	Pequeña-grande	[10]
Pre-tratamiento al agua de mar	Inhibidor de incrustaciones, Antiespumante.	Inhibidor de incrustaciones.	Esterilización, Coagulación ácida, Desoxidante.	[10]

Característica	MSF	MED	RO	Referencia
Impacto ambiental	Descarga de salmuera está 10-15°C más caliente que la ambiente. Sólidos totales disueltos (TDS) aumentan entre 15-20%	Descarga de salmuera y aumento de temperatura son similares a MSF	Descarga de salmuera a temperatura ambiente. TDS aumentan entre 50-80%	[9]
Fabricantes	Numerosos	Escasos	Numerosos	[26]
Temperatura máxima del proceso o efectos	90-120°C	70-75°C	<45°C	[26]
Presión de operación	Sub-atmosférica	Sub-atmosférica	50-80 bar	[3]
Posibilidad de ampliación	Difícil	Difícil	Fácil	[26]
Fiabilidad de operación	Alta	Media	Alta	[26] [27]
Calidad de agua bruta (ppm)	30.000-100.000	30.000-100.000	1.000-45.000	[26]
Calidad de agua desalinizada (ppm)	Alta (<50)	Alta (<50)	Media (300-500)	[26]
Producto en relación al agua de mar bombeada	10-25%	15-30%	35-45%	[26]
Limpiezas de mantenimiento	2-4 veces al año	1-2 veces al año	1-4 veces al año	[26]
Superficie de terreno requerida de instalación	Mucha	Media	Poca	[26] [27]

Tabla 4.1.2 Costo de agua desalinizada [29]

Método de desalinización	Tamaño de planta (m ³ /día)	Costo (€/m ³)
MED	<100	2,00-8,00
	12.000-55.000	0,76-1,56
	>91.000	0,42-0,81
MSF	23.000-528.000	0,42-1,40
RO (agua salobre/brackish water)	<20	4,50-10,32
	20-1.200	0,62-1,06
	40.000-46.000	0,21-0,43
RO (agua de mar/seawater)	<100	1,20-15,00
	250-1.000	1,00-3,14
	1.000-4.800	0,56-1,38
	15.000-60.000	0,38-1,30
	100.000-320.000	0,36-0,53

De la Tabla 4.1.1 se puede decir que la escala de aplicación de RO va desde plantas pequeñas a plantas muy grandes. MSF se limita a plantas medianas y grandes, mientras MED se limita a plantas pequeñas y medianas. Lo anterior dado que MED posee bajo número de fabricantes en relación a MSF y la fiabilidad de operación de esta última es mayor. Por otro lado, los métodos térmicos pueden desalinizar casi cualquier tipo de agua, mientras que RO podría tener problemas con aguas con concentraciones por sobre los 45.000 ppm. Por otro lado, las plantas de osmosis inversa pueden ampliarse fácilmente incorporando nuevos módulos de operación, mientras que las térmicas MSF y MED tienen difícil posibilidad de ampliación. Además, el método de osmosis inversa permite desalinizar un mayor porcentaje del agua en relación al agua de mar bombeada dentro de la planta. Conjuntamente, el mismo proceso requiere de poca superficie de terreno para las instalaciones. Sin embargo, requiere de mayor mantenimiento que los procesos térmicos aludidos. Ahora, en cuanto a las capacidades de producción de agua desalinizada, la destilación flash es aquella que puede producir mayor cantidad de agua, seguida de RO, terminando con destilación multiefectos. Un punto importante es que la calidad del agua desalinizada de los procesos térmicos es mejor que por el método de osmosis inversa, aun cuando en ambos casos se obtiene agua dulce ($TDS < 1.000$ ppm).

De ambas tablas se puede concluir que si bien el método de osmosis inversa tiene un costo de inversión menor por metro cúbico (en relación a MSF y MED), los costos de mantenimiento pueden llegar a ser mucho más altos. Un problema típico de este tipo de desalinización, es la falla de las membranas, lo que eleva los costos de mantenimiento antes dichos. Por otro lado, mientras mayor capacidad tiene la planta, los costos de producción de agua desalinizada se ven reducidos. Por ejemplo, una planta desalinizadora de tamaño $100 \text{ m}^3/\text{día}$ tendrá un costo de producción mayor que una planta con tamaño de $100.000 \text{ m}^3/\text{día}$.

En cuanto a los procesos térmicos MSF y MED, se puede mencionar que el primero tiene temperaturas de operación más altas que la destilación multiefectos. Lo anterior trae consigo problemas de incrustaciones por sarro. Por otro lado, el consumo eléctrico del método MSF es un tanto mayor que en el caso MED. Asimismo, el consumo de energía térmica del proceso multiefectos es menor que el multifeash. No obstante, las capacidades de producción de planta pueden ser mayores en un sistema MSF.

Tabla 4.1.3 Otras características plantas térmicas en estudio (EP)

Característica	MSF	MED	Fuente
Capacidad de producción de planta (m³/día)	<100-1.025.000	<100-320.000	[3] [29] [28]
Temperatura máxima de operación	90-120°C	70-75°C	[26]
PR	promedio 6-10 (máx. 13)	10 a 18	[10] [3]
GOR óptimo	7 a 10	8 a 15	[3] [8]
Etapas típicas	10 a 30	4 a 21	[10] [3]
Aumento temperatura por etapa	2°C aprox	-	[10]

Por otro lado, los costos de los equipos y costos de instalación por metro cúbico del método MED son menores que el MSF. Lo anterior, principalmente debido a que este último proceso requiere de un número de etapas mayor. En otras palabras, el menor número de efectos de las plantas MED contribuye a una importante reducción de costos en comparación con una planta equivalente (en producción) pero con tecnología MSF. Ligado a lo anterior, es que la superficie de terreno requerida para la instalación de una planta MED es menor. Continuando y como se aprecia en la Tabla 4.1.3 tanto el GOR como el PR⁴ son mayores en una planta MED.

Ahora bien y dicho todo lo anterior, el inconveniente de las plantas MED es que al no tener una escala comercial, los fabricantes de este tipo de tecnología son escasos, mientras que fabricantes para MSF son numerosos. El porqué de esto radica en el hecho que la operación de una planta MED es más compleja que una MSF.

Una alternativa para la desalinización energizada por energía solar es usar el proceso de osmosis inversa con celdas fotovoltaicas. Lo anterior se ajusta más a operaciones intermitentes que a procesos convencionales de destilación. Según comparaciones de RO con paneles fotovoltaicos y una planta MED con colectores parabólicos, lo siguiente se aplica [10]:

- El costo total de producir agua fresca por una planta MED con colectores parabólicos es menor que una de RO con paneles fotovoltaicos, dado el alto costo de los paneles.[10]
- La alta confiabilidad de operación de una planta MED con paneles parabólicos lo hace un método posible en países con altos niveles de insolación pero con falta de personal experimentado. Lo anterior, pues cualquier error serio durante la operación de una planta de osmosis inversa puede arruinar las membranas, haciendo que este tipo de plantas deba ser operada por personal especializado.[10]

Ahora, dado lo anterior, la energía solar es mejor y más barata con sistemas térmicos de desalinización que con sistemas eléctricos fotovoltaicos (ligado a OI). Los procesos MSF y MED, ambos con posibilidad de usarse con este tipo de energía, han sido usados con colectores solares en varias aplicaciones como las experiencias en desalinización en la Plataforma solar de Almería (PSA) con el método MED [30]. De acuerdo a la Tabla 4.1.1 el método MED requiere menos energía, es más barato y requiere sólo un tratamiento simple del agua a desalinizar. Además, posee ventajas sobre otros tipos de desalinización. De acuerdo con Porteous (1975, citado en [10]), esas ventajas son [10]:

- Economía energética, pues el agua salada no se calienta bajo su punto de ebullición como es el caso del proceso MSF. El resultado es una menor irreversibilidad en el método MED, dado que el vapor es usado a la temperatura a la cual debe generarse.
- El agua de alimentación tiene la temperatura más alta existente en la planta cuando presenta la concentración salina más baja. De esta forma los riesgos de formación de incrustaciones se minimizan.

⁴ *Performance ratio* (rendimiento).

- El agua de alimentación fluye a través de la planta en serie, y la concentración máxima ocurre sólo en el último efecto. Luego, la peor elevación del punto de ebullición está confinada a este efecto.
- Los otros procesos tienen una demanda eléctrica alta por la bomba de recirculación en el proceso MSF.
- El método MSF es propenso a tener problemas de equilibrio, los que se reflejan en una reducción del PR. En las plantas MED, el vapor generado en un efecto es usado en la próxima cámara y el PR no está sujeto a problemas de equilibrio.
- La simplicidad de la planta se promueve en el método MED, pues menos efectos son requeridos para un PR dado.

Considerando, entonces, todo lo mencionado en esta sección, la tecnología MED presenta las mejores ventajas comparativas frente al método MSF para desalinizar agua de mar con energía solar térmica.

Ahora bien, de los distintos procesos de desalinización MED mencionados en la 2.1.2.2, el método MES (*multiple effect stack*) o de múltiple efecto por apilamiento es el más apropiado para aplicaciones solares térmicas. Este proceso es completamente estable en operación y automáticamente se ajusta a cambios en el flujo de *steam*, incluso si son cambios abruptos. Es un método de una pasada que minimiza el riesgo de formación de incrustaciones sin incurrir en altos costos de químicos. La pureza típica del agua desalinizada producida es menor a 5ppm de TDS y no se deteriora al envejecer la planta. Reiterando, entonces, el proceso MED de tipo MES es el método desalinizador que apunta ser el más ajustable para uso con energía solar térmica [10].

4.1.1. Esquema general de la planta desalinizadora

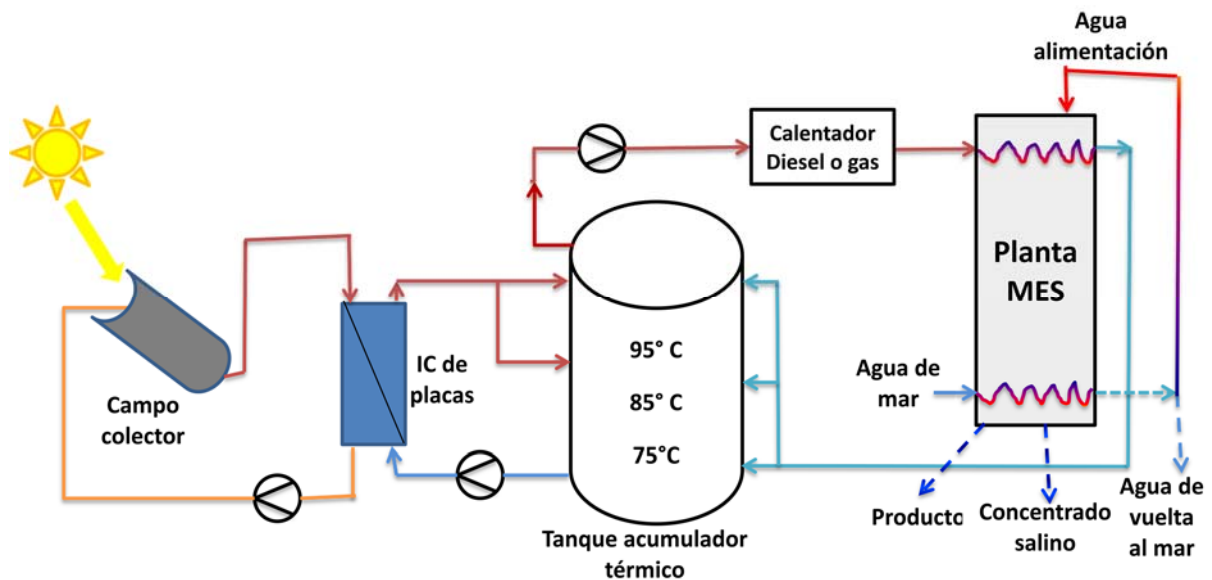


Figura 4.1 Esquema general de la planta desalinizadora solar (EP).

Considerando la discusión anterior y seleccionada la tecnología MES para la planta desalinizadora, en la Figura 4.1 se presenta un esquema básico de la planta solar de desalinización. En ella la radiación solar es captada por medio de colectores cilindro-parabólicos que por medio de un intercambiador de calor de placas planas traspassa la energía hacia otro circuito. Este circuito cuenta con un tanque de acumulación de energía, que permitirá la operación nocturna de la planta. Por otro lado, un último circuito extrae fluido a unos 95°C desde la parte alta del tanque de acumulación y entrega su calor sensible al primer efecto de la planta MES permitiendo así la operación de esta, obteniendo como resultado agua desalinizada. Existe, además, una caldera de petróleo o gas de respaldo que permite la operación continua de la planta en caso que el recurso solar presenta variaciones durante el día.

4.2. Selección de zonas de aplicación

Se han analizado las ciudades, pueblos, aldeas y caseríos que se ubican en la región **costera** del norte de Chile. Además, se considera el norte de Chile desde la frontera de Chile-Perú (al norte de la ciudad de Arica), hasta aproximadamente el paralelo de la ciudad de Copiapó (la tercera región del país).

El Instituto Nacional de Estadísticas (INE) define:[31]

- Ciudad (Cd): Entidad urbana que posee más de 5.000 habitantes.
- Pueblo (Pb): Entidad urbana con una población que fluctúa entre 2.001 y 5.000 habitantes, o entre 1.001 y 2.000 habitantes y cumple con el requisito de actividad económica.
- Aldea (Al): Asentamiento humano, concentrado con una población que fluctúa entre 301 y 1.000 habitantes; excepcionalmente se asimilan a Aldeas, los centros de turismo y recreación entre 75 y 250 viviendas concentradas, que no alcanzan el requisito para ser considerados como pueblo.
- Caserío (Cs): Asentamiento humano con nombre propio que posee 3 viviendas o más cercanas entre sí, con menos de 301 habitantes y que no forma parte de otra entidad.

4.2.1. Modelo de estimación de población

Para poder estimar una población existen distintos modelos como el lineal, geométrico y exponencial.[32] El Instituto Nacional de Estadísticas utiliza para el cálculo de las tasas de crecimiento poblacional un modelo exponencial.

El modelo exponencial se expresa según la ecuación (4.1) y se utiliza para estimar la población de las localidades: [32]

$$r = \frac{\ln(P^{t+n} - P^t)}{a} \quad (4.1)$$

Donde:

r : Tasa de crecimiento, como número decimal.

a : Amplitud.

P^t : Población en el periodo “ t ”.

P^{t+n} : Población en el periodo “ $t+n$ ”.

n : Se refiere a cuantos años más allá de “ t ” se estima la población.

De lo anterior, el único concepto que podría traer confusiones en lo anterior es la amplitud (a). Esta se refiere a la distancia en tiempo anual entre los dos puntos de referencia, dados por P^t y P^{t+n} respectivamente. La misma se obtiene buscando la diferencia entre las dos fechas en donde $a=1$ es un año. [32]

$$a^{mes} = \sum mes \div 12 \quad (4.2)$$

$$a^{día} = \sum días \div 365 \quad (4.3)$$

¿Cómo se puede calcular la amplitud entre dos tiempos? Si cada año representa una unidad, ¿cuánto representa un mes o un día dentro de cada unidad? Si una unidad representa un año y cada año tiene 12 meses, usando la ecuación (4.2) se puede demostrar que un mes representa 0.08333 (véase ecuación (4.4)). De forma similar, con la ecuación (4.3) se puede demostrar que la amplitud de un día es 0.0027397 (véase ecuación (4.5)).

$$a^{1mes} = 1 \div 12 = 0.08333 \quad (4.4)$$

$$a^{1día} = 1 \div 365 = 0.0027397 \quad (4.5)$$

Ahora bien, si se conoce la tasa de crecimiento exponencial y la población en un cierto periodo “ t ” se puede estimar la población en un periodo “ $t+n$ ” según la ecuación (4.6).

$$P^{t+n} = \exp(r * a) * P^t \quad (4.6)$$

4.2.2. Tasa de Crecimiento de población

Para ello se poseen datos oficiales del año 2002 a nivel de detalle requerido y datos del censo 2012 [33], pero sólo de algunas ciudades grandes. Luego, se toman las tasas de crecimiento de población de Chile de todos los Censos llevados a cabo y se considera un promedio de los mismos para poder extrapolar los datos al año 2014, es decir, una estimación de los mismos. En la Tabla 4.2.1 se presentan las tasas de crecimiento anual intercensales antes mencionadas, en donde la última fila se presenta el promedio de las mismas con el que se procede a estimar la población del 2014, cuyo valor es del 1,59%.

Tabla 4.2.1 Los 18 Censos Nacionales de Población. Chile: Años, Población Total y Tasa de crecimiento anual[33]

Orden	Fecha del Censo	Población país (P^t)	Tasa de crecimiento anual intercensal (% , r)
I	(1831-1834) 1835	1.010.332	
II	1 de octubre 1843	1.083.701	0,88
III	19 de abril 1854	1.439.120	2,69
IV	19 de abril 1865	1.819.223	2,13
V	19 de abril 1875	2.075.971	1,32
VI	26 de noviembre 1885	2.507.005	1,78
VII	28 de noviembre 1895	2.695.625	0,72
VIII	28 de noviembre 1907	3.231.022	1,51
IX	15 de diciembre 1920	3.730.235	1,10
X	27 de noviembre de 1930	4.287.445	1,40
XI	28 de noviembre de 1940	5.023.539	1,58
XII	24 de abril de 1952	5.932.995	1,46
XIII	29 de noviembre de 1960	7.374.115	2,53
XIV	22 de abril de 1970	8.884.768	1,98
XV	21 de abril de 1982	11.329.736	2,02
XVI	22 de abril de 1992	13.348.401	1,64
XVII	24 de abril de 2002	15.634.605	1,24
XVIII	9 de abril al 30 de junio 2012	16.634.603	0,99*
		Promedio	1,59

* Cabe mencionar, que la tasa de crecimiento para el censo 2012 fue considerada dentro del promedio calculado

4.2.3. Amplitud

Dado que la mayoría de los datos encontrados pertenecen al año 2002, la amplitud se tomará como $a=12$. Lo anterior radica en que la estimación se realizó para el 24 de abril de 2014 y el censo 2002 fue tomado un día 24 de abril (véase Tabla 4.2.1), con lo cual existen exactamente 12 años de diferencia.

Por otro lado, existen datos del censo 2012 para 10 localidades (aparte de los de 2002) de un listado total de 57. Para estas localidades también se extrapolaron los datos al día 24 de abril de 2014 (considerando que los datos tienen fecha 24 de abril de 2012 en el rango de fechas en que fueron tomados) por lo que la amplitud es $a=2$.

En resumen, para las localidades que sólo tienen datos del año 2002, se extrapolan con amplitud 12. Para los lugares que tienen datos de 2002 y 2012, se extrapolan ambos con amplitud 12 y 2 respectivamente.

4.2.4. Estimación de población al año 2014 y selección

En primer lugar se realizó un listado de localidades ubicadas en la zona de estudio⁵, con el uso de mapas, llegando a identificar 57 zonas entre ciudades, pueblos y otros. Se identificaron también las regiones a las que pertenecía cada localidad y el tipo de lugar al que corresponde según define el INE (véase sección 4.2). Luego, se agregan los datos de población de las localidades según cifras del censo 2002 y algunas encontradas del censo 2012. Sin embargo, del listado de lugares fabricado por medio de mapas, existen 17 localidades que no son tomadas en consideración por el censo 2002 (y menos por lo encontrado del censo 2012). Dichas zonas se muestran en la lista para reflejar su existencia, pero no se toman en consideración para mayor análisis. Finalmente, se extrapolaron los datos al año 2014 por medio de la ecuación (4.6) para obtener la estimación de población de este año para cada una de las 40 locaciones de las que se poseen cifras. Lo obtenido se presenta en la Tabla A.1 de la sección anexos. Del primer resultado obtenido con dicha tabla y como no se van a considerar 40 zonas de aplicación de la tecnología de desalinización, es que se deben tomar ciertas decisiones.

Tomando como hipótesis que la planta de desalinización térmica llegara a construirse, se debe poder encontrar mano de obra en el lugar. Dicha mano de obra debería incluir operarios de planta una vez construida la misma y en el intertanto en que se edifica el proyecto debiera existir la suficiente gente de tal forma que el sector no quede despoblado. Luego, es difícil lograrlo sin tener que traer todo el personal desde el exterior con poblaciones reducidas. De esta forma se descartan 30 localidades con poblaciones que van desde los 0 habitantes (en Chacaya) hasta los 1.765 habitantes (en Cerro Moreno).

De los diez sectores que quedan para evaluar, se ha decidido descartar cuatro de ellos por tener poblaciones demasiado grandes. Lo anterior, pues no se podrían cumplir la demanda en su totalidad con una planta desalinizadora térmica solar. Las poblaciones de estas cuatro localidades sobrepasan los 150.000 habitantes como se ve en la Tabla 4.2.2 y son las ciudades de: Arica, Iquique, Antofagasta y Copiapó. Cabe destacar, que Antofagasta posee dos plantas de desalinización por osmosis inversa que suplen el 100% de la demanda de agua potable y pertenecen a “Aguas Antofagasta”. [20] [21]

Alto hospicio tiene una población estimada al presente año 2014 de 97.500 en relación al censo 2012. Es el único sector que ha tenido un aumento de población tan drástico en poco tiempo. Considerando, además su alta cantidad de habitantes y por estar cercano a la ciudad de Iquique es que también se descarta como lugar de aplicación.

Finalmente, las localidades con las que se podrá trabajar son: Tocopilla, Mejillones, Taltal, Chañaral y Caldera.

⁵ Como se mencionó en la sección 4.2 : “Se han analizado las ciudades, pueblos, aldeas y caseríos que se ubican en la región costera del norte de Chile. Además, se considera el norte de Chile desde la frontera de Chile-Perú (al norte de la ciudad de Arica), hasta aproximadamente el paralelo de la ciudad de Copiapó (la tercera región del país).”

Tabla 4.2.2 Lugares y población de diez localidades preseleccionadas del Norte de Chile (EP)

Lugar	Región	Tipo de lugar	N° Habitantes (2002)[31]	N° Habitantes (2012)[33]	N° Habitantes (extrapolado 2002-2014)	N° Habitantes (extrapolado 2012-2014)
Copiapó	III	Ciudad	125.983	158.261	152.402	163.363
Caldera	III	Ciudad	12.776	16.150	15.455	16.671
Chañaral	III	Ciudad	12.086	14.146	14.620	14.602
Taltal	II	Ciudad	9.564	13.493	11.570	13.928
Antofagasta	II	Ciudad	285.255	348.669	345.074	359.909
Mejillones	II	Ciudad	7.825	9.752	9.466	10.066
Tocopilla	II	Ciudad	23.352	25.091	28.249	25.900
Alto Hospicio	I	Ciudad	50.190	94.455	60.715	97.500
Iquique	I	Ciudad	164.396	184.953	198.871	190.916
Arica	XV	Ciudad	175.441	210.936	212.232	217.736

4.2.5. Recurso solar y abastecimiento de agua zonas preseleccionadas

En primer lugar, de las cinco localidades mencionadas en el apartado 4.2.4 se tiene que el abastecimiento actual de agua potable se rige según lo mostrado en la Tabla 4.2.3. Aguas Antofagasta abastece de agua potable a Tocopilla, Mejillones y Taltal por medio de dos sistemas: el norte y el sur. El sistema norte supe de agua a las dos primeras localidades aludidas anteriormente, mientras que el sistema sur abastece de agua a Taltal. Esta empresa tiene derecho de agua sobre el río Loa y río Tocance, además de tener dos plantas de desalinización en la localidad de Antofagasta.[34] Por otro lado, Aguas Chañar abastece de agua potable a las otras dos localidades elegidas: Caldera y Chañaral. Esta empresa extrae agua principalmente de pozos cuya agua es muy salina, por lo que se emplea del proceso de osmosis inversa para desalinizarla.[35]

Tabla 4.2.3 Abastecimiento de agua potable zonas seleccionadas [34][35]

Localidad	Región	Abastecimiento de agua actual
Tocopilla	II	Aguas Antofagasta, sistema norte.
Mejillones	II	Aguas Antofagasta, sistema norte.
Taltal	II	Aguas Antofagasta, sistema sur.
Chañaral	III	Aguas Chañar.
Caldera	III	Aguas Chañar.

Por otro lado, se buscó el recurso solar existente de los sectores elegidos en análisis de la sección 4.2.4. Para lo anterior se hizo uso del explorador solar [36]. Dicho sitio presenta información pública detallada sobre el recurso solar en Chile con datos tomados desde 2003 al 2011, dando una visión general del comportamiento de esta energía en nuestro país.

En las sub-secciones siguientes se presenta un detalle del recurso solar por localidad y finalmente se presenta un resumen gráfico del promedio de todos los sectores juntos.

4.2.5.1. Tocopilla

En la Figura 4.2 se presenta la locación propuesta para una posible instalación de planta en el sector de Tocopilla. En ese lugar se evaluó el recurso solar existente en el periodo entero de 2003 a 2011 presentado en el Gráfico 4.1 y cuyo detalle se presenta en la Tabla B.1 de anexos.

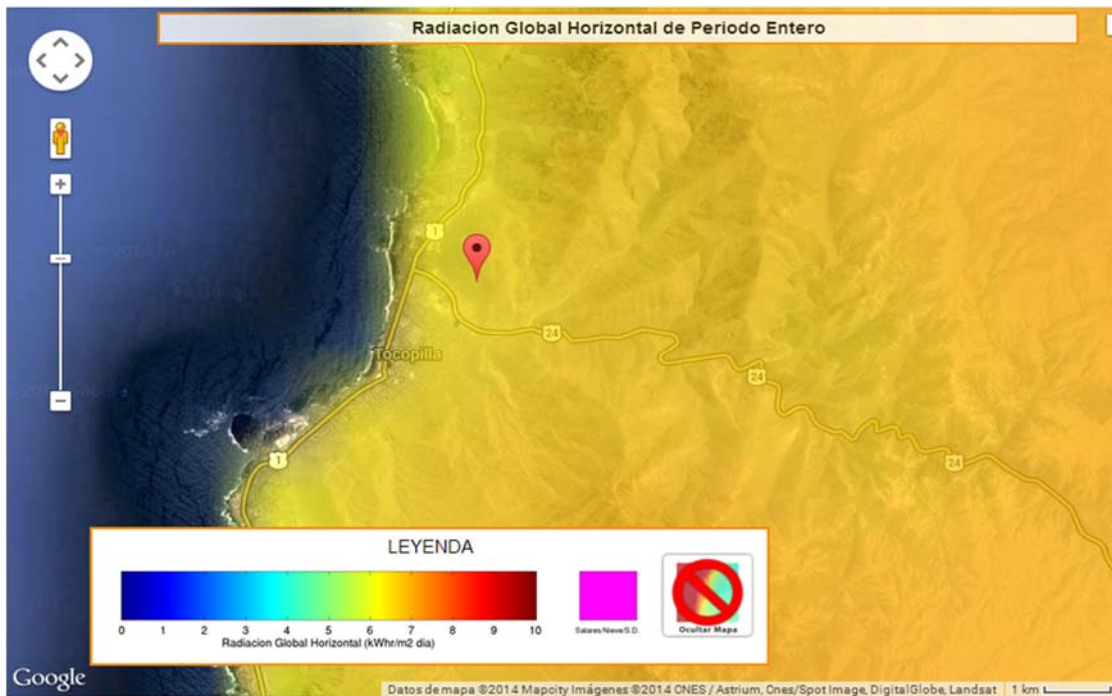


Figura 4.2 Radiación global horizontal en Tocopilla. [36]

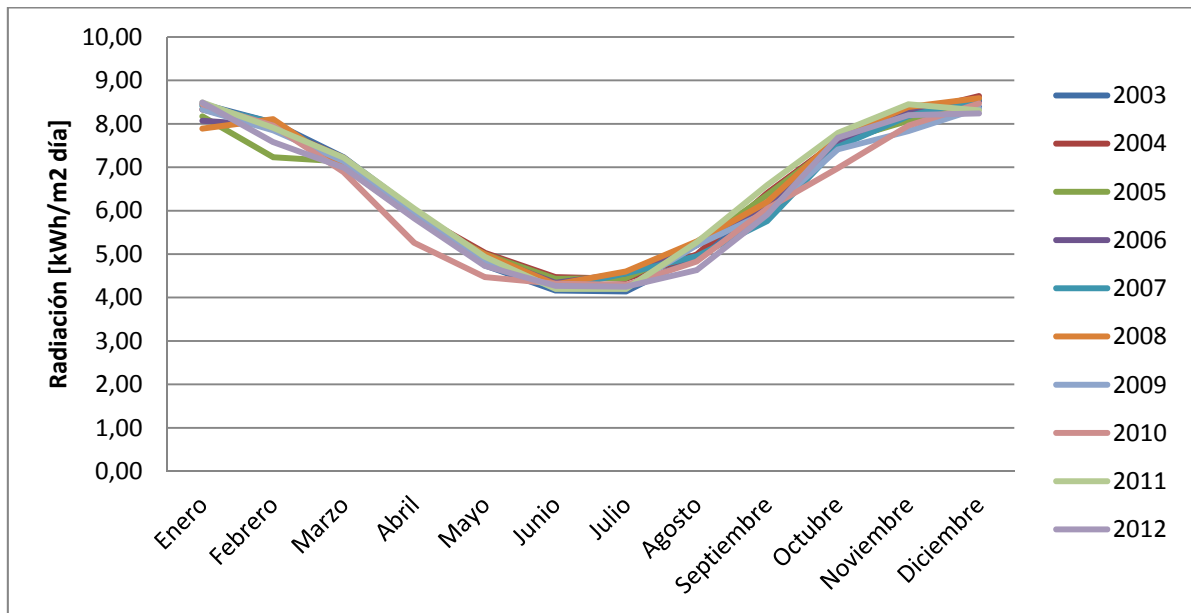


Gráfico 4.1 Radiación global horizontal mensual del periodo de estudio en Tocopilla (EP).

4.2.5.2. Mejillones

En la Figura 4.3 se presenta la locación propuesta para una posible instalación de planta en el sector de Mejillones. En ese lugar se evaluó el recurso solar existente en el periodo entero de 2003 a 2011 presentado en el Gráfico 4.2 y cuyo detalle se presenta en la Tabla B.2 de anexos.

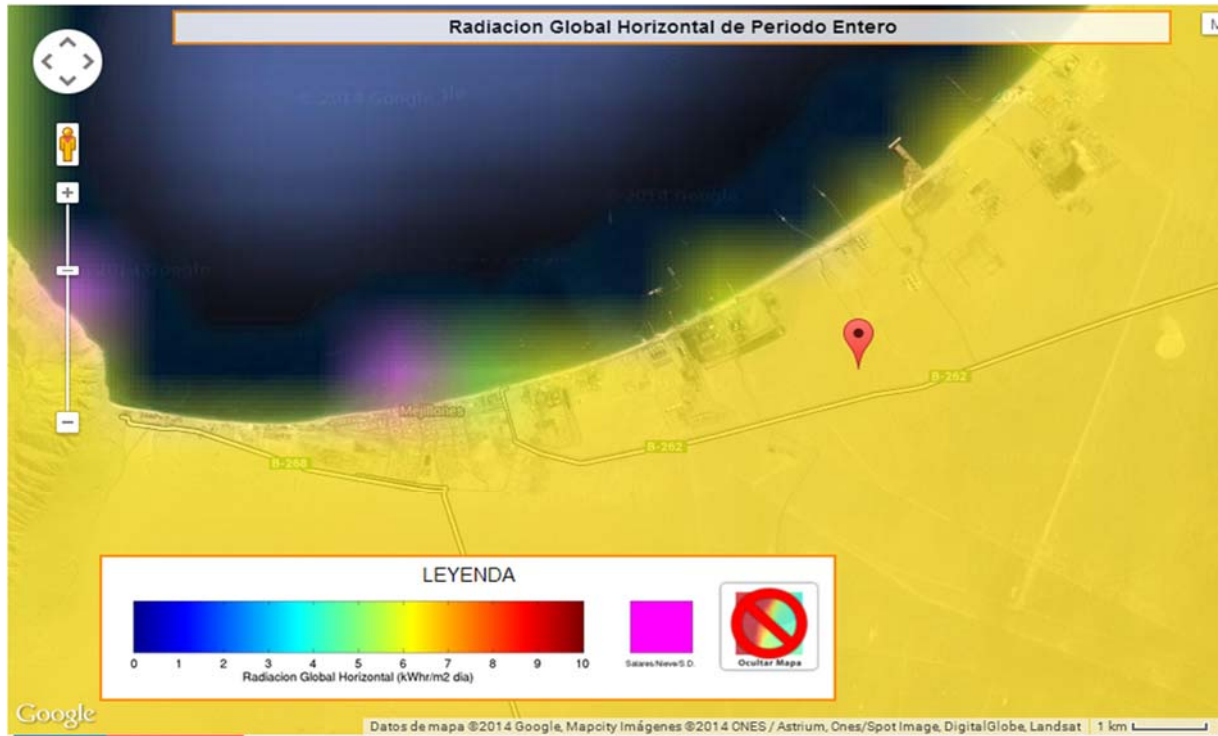


Figura 4.3 Radiación global horizontal en Mejillones. [36]

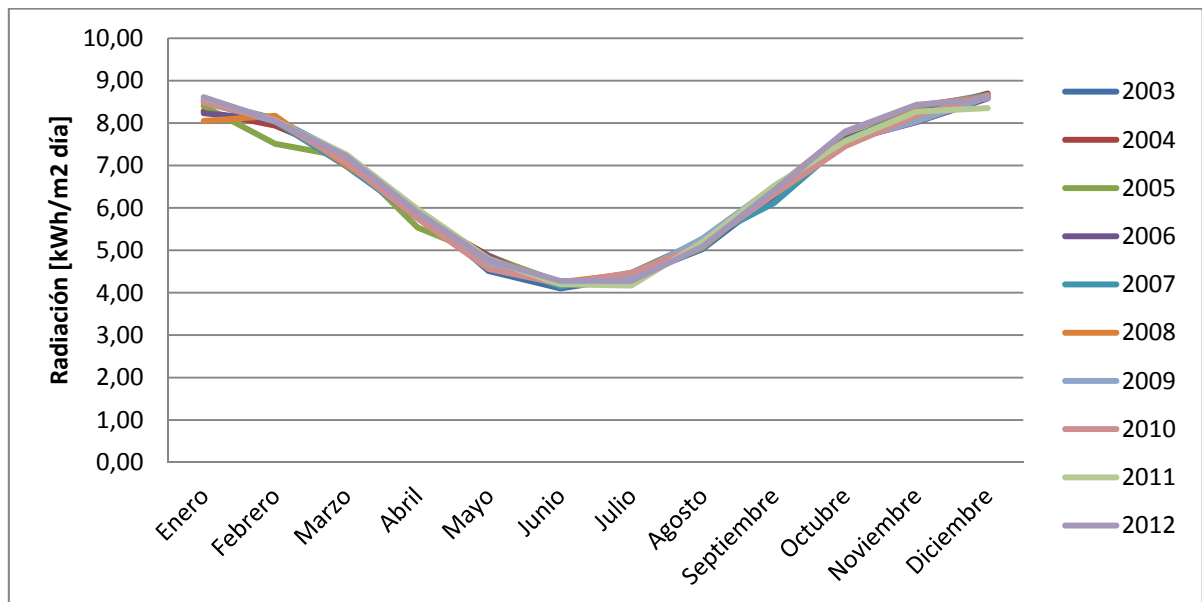


Gráfico 4.2 Radiación global horizontal mensual del periodo de estudio en Mejillones (EP).

4.2.5.3. Taltal

En la Figura 4.4 se presenta la locación propuesta para una posible instalación de planta en el sector de Taltal. En ese lugar se evaluó el recurso solar existente en el periodo entero de 2003 a 2011 presentado en el Gráfico 4.3 y cuyo detalle se presenta en la Tabla B.3 de anexos.

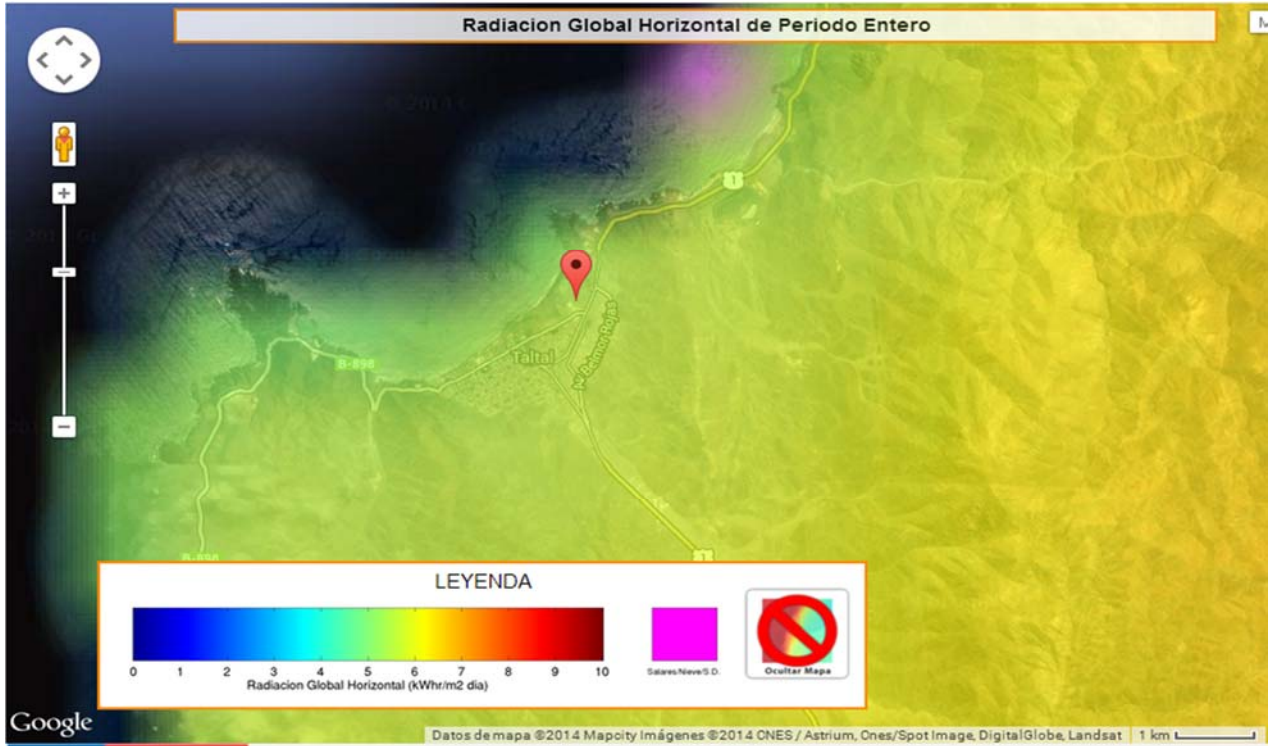


Figura 4.4 Radiación global horizontal en Taltal. [36]

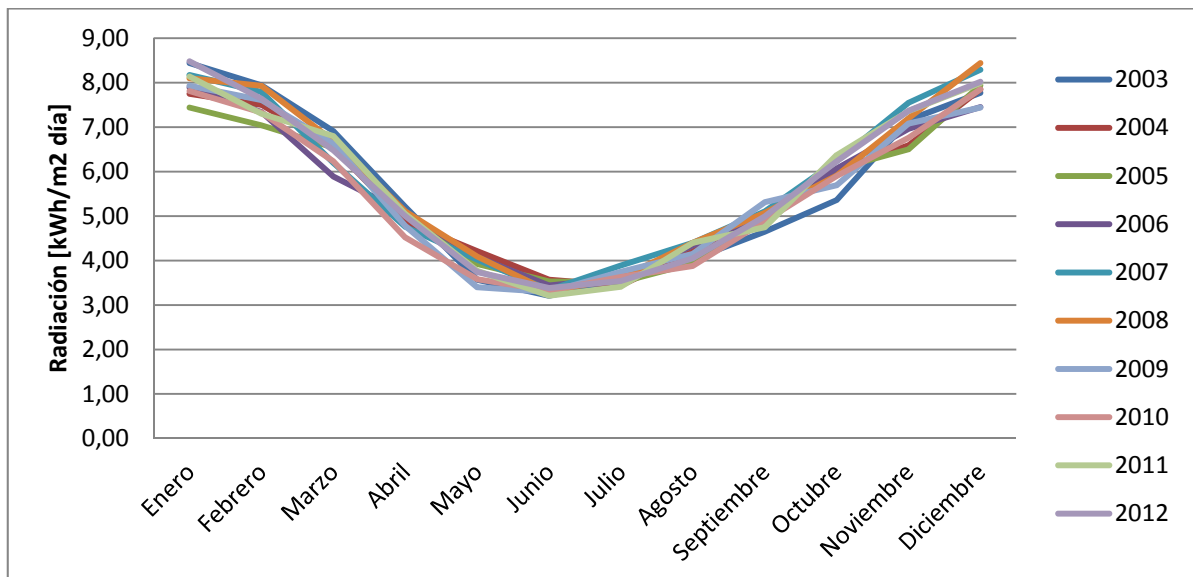


Gráfico 4.3 Radiación global horizontal mensual del periodo de estudio en Taltal (EP).

4.2.5.4. Chañaral

En la Figura 4.5 se presenta la locación propuesta para una posible instalación de planta en el sector de Chañaral. En ese lugar se evaluó el recurso solar existente en el periodo entero de 2003 a 2011 presentado en el Gráfico 4.4 y cuyo detalle se presenta en la Tabla B.4 de anexos.

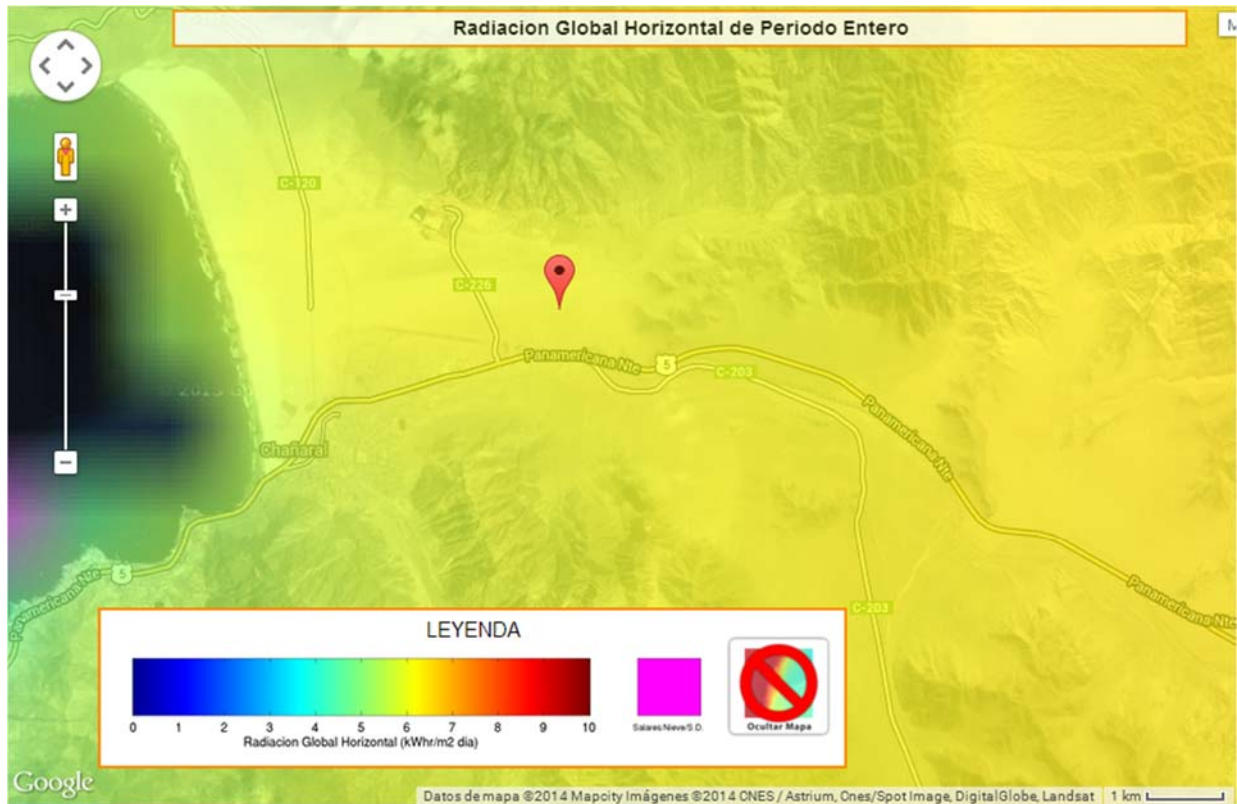


Figura 4.5 Radiación global horizontal en Chañaral. [36]

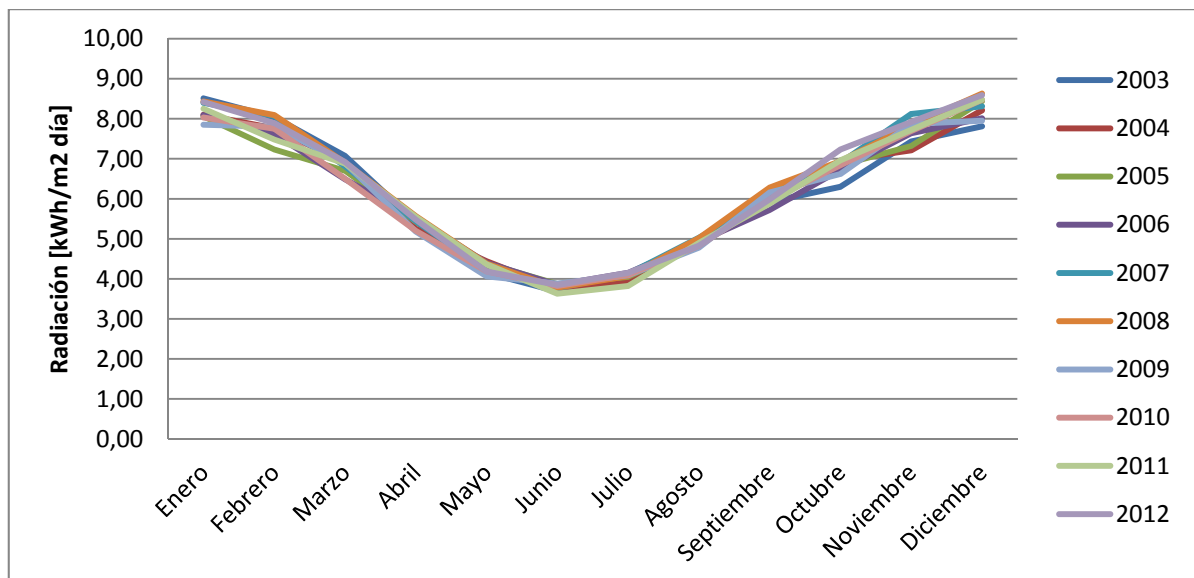


Gráfico 4.4 Radiación global horizontal mensual del periodo de estudio en Chañaral (EP).

4.2.5.5. Caldera

En la Figura 4.6 se presenta la locación propuesta para una posible instalación de planta en el sector de Caldera. En ese lugar se evaluó el recurso solar existente en el periodo entero de 2003 a 2011 presentado en el Gráfico 4.5 y cuyo detalle se presenta en la Tabla B.5 de anexos.

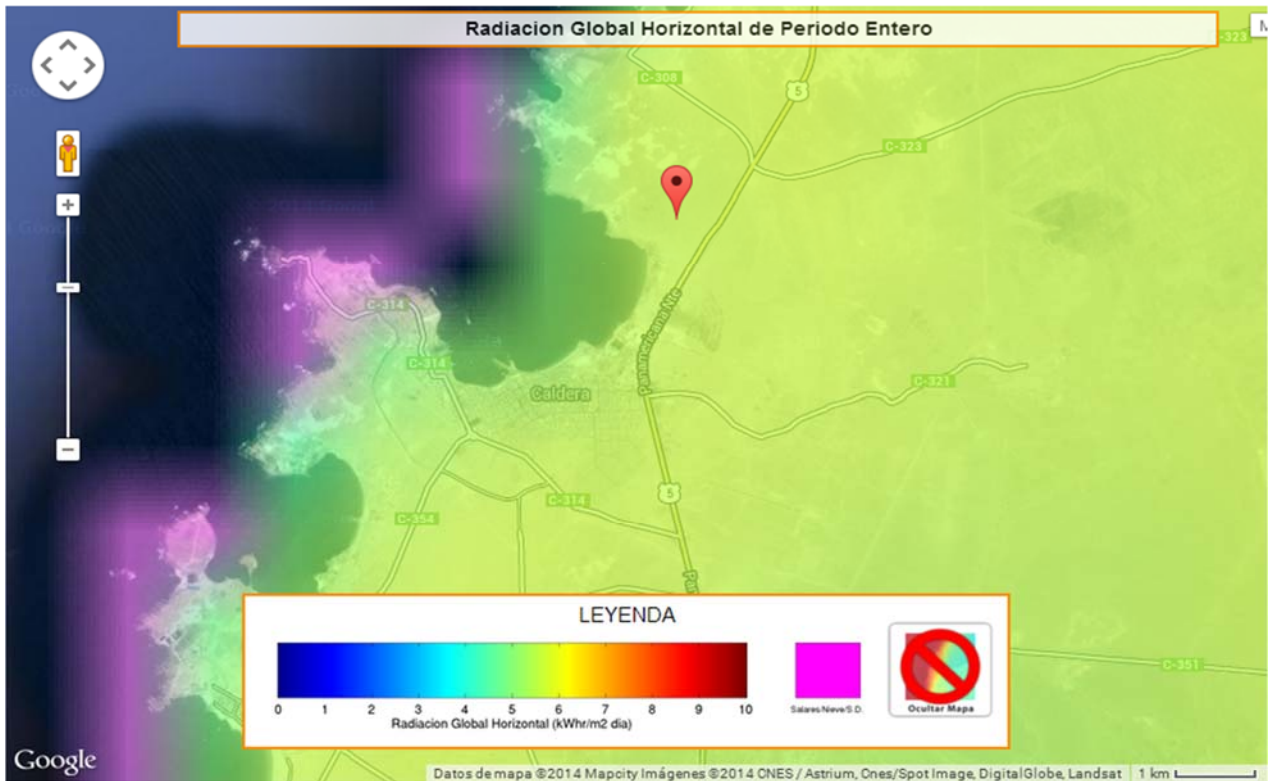


Figura 4.6 Radiación global horizontal en Caldera. [36]

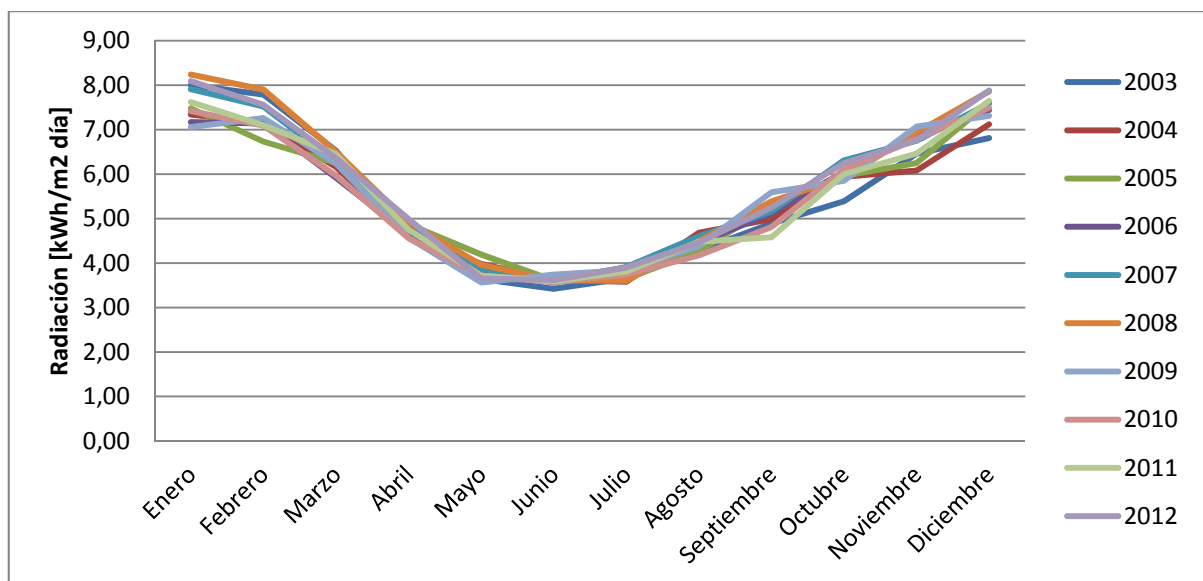


Gráfico 4.5 Radiación global horizontal mensual del periodo de estudio en Caldera (EP).

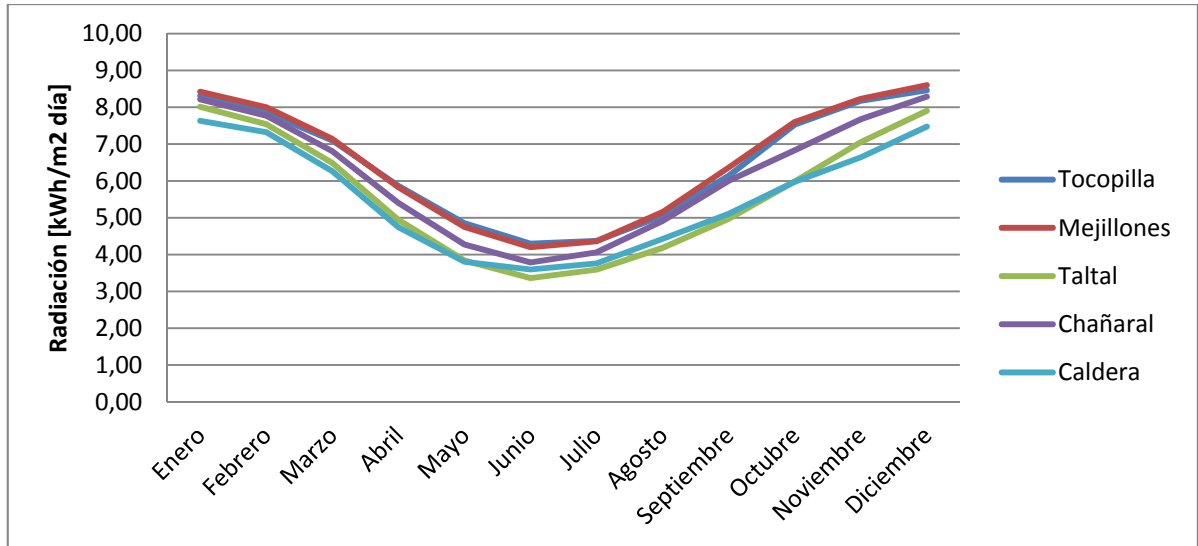


Gráfico 4.6 Radiación global horizontal mensual promedio del periodo de estudio en las localidades (EP).

De los Gráficos de cada una de los sectores elegidos se puede apreciar que el perfil anual de radiación no varía demasiado de un año a otro dentro del horizonte del estudio. Luego, es posible tomar un promedio de ellos sin entrar en demasiado error. Con ello se llega al Gráfico 4.6 y como se puede ver en él, la mayor radiación promedio la tiene la localidad de Mejillones, seguida de Tocopilla. La menor radiación está entre la localidad de Caldera y Taltal, cuyas radiaciones son muy similares. A pesar de lo anterior, las radiaciones de todas las localidades elegidas son bastante cercanas y no varían en demasía llegando a promedio de 8 kWh/m² día en verano y 4 kWh/m² día en invierno.

4.3. Creación del modelo

Como se concluyó en la sección 4.1 el proceso MED más apropiado para desalinización solar es el “*Multiple-effect stack*” o MES [10]. El nombre deriva del hecho que la planta es una especie de apilamiento (*stack*) de efectos. Ahora, el modelo se basa en este tipo de sistema.

En la Figura 4.7 se muestra un esquema del proceso antes aludido. El agua de mar, precalentada en una serie de intercambiadores (de color verde), se atomiza en la parte alta del evaporador (primer efecto) y desciende por el arreglo de tubos horizontales como una delgada película en cada efecto. En la primera etapa, el fluido que entrega el calor (que proviene de una caldera o de colectores solares) se condensa en el interior de los tubos (si es *steam*) o baja su temperatura (si es un líquido). Por la baja presión creada en la sucesión de efectos por el sistema venteo-eyector (*Vent*), la delgada película de agua de mar se evapora en la parte exterior de los tubos. De esta forma se crea vapor a menor temperatura que la del fluido que aporta calor [10].

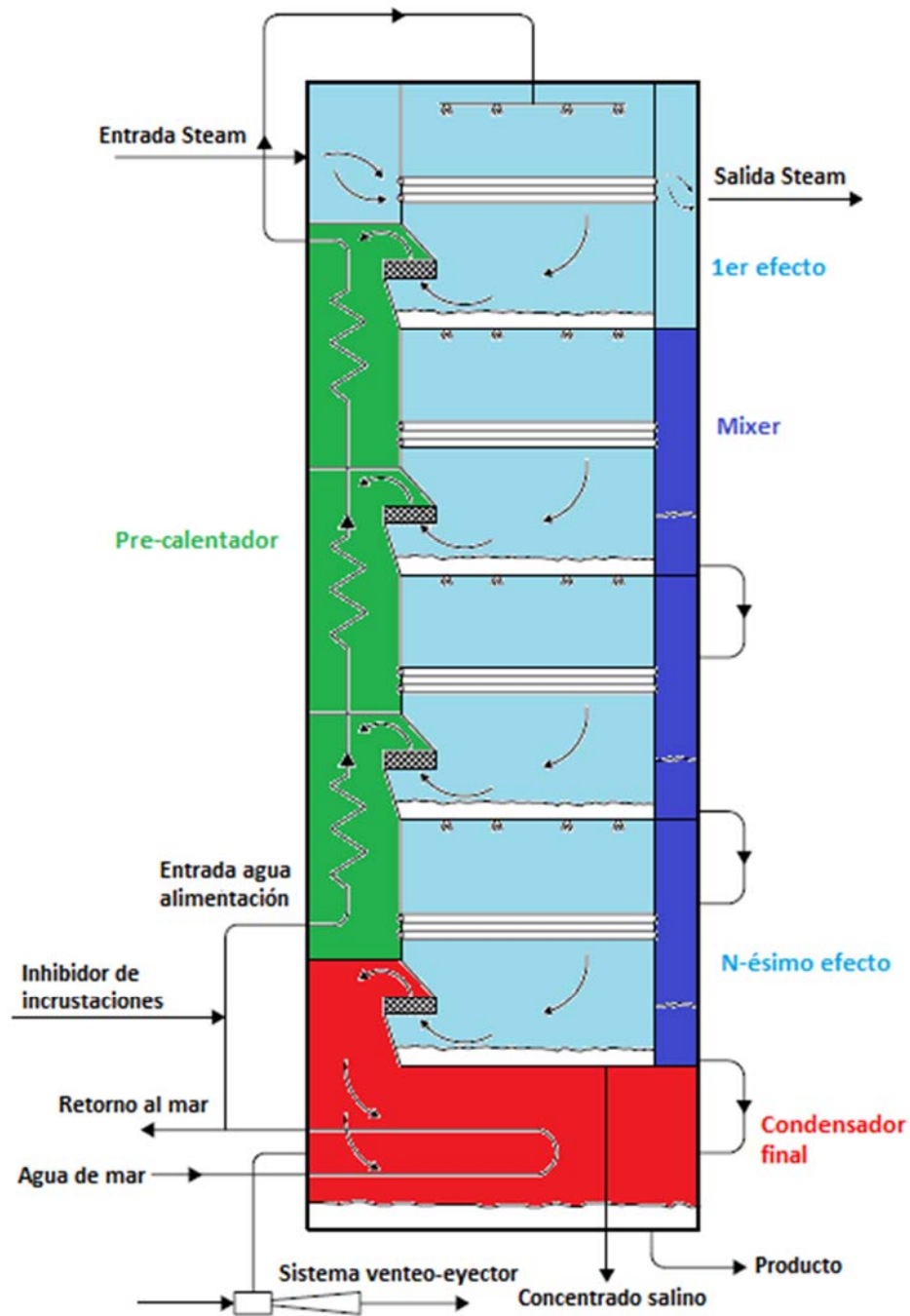


Figura 4.7 Esquema del proceso MES [10]

El agua de mar que cae al piso del primer efecto se enfría por flasheo al entrar a la segunda etapa (que está justo debajo). El vapor generado en el primer efecto, después de precalentar el agua de mar en los pre-calentadores, es conducido al interior de los tubos del segundo efecto donde se condensa para formar parte del producto, el que se recolecta en los *mixer* o mezcladores (color azul). Además, el vapor que se condensa causa que el agua de mar existente en el exterior de los

tubos se evapore a una presión menor (y por tanto menor temperatura de ebullición). El proceso de evaporación-condensación se repite de efecto a efecto en la planta, creando una cantidad más o menos igual de producto al interior de los tubos de cada efecto [10]. Este producto se recolecta (como se dijo anteriormente) en los sucesivos mezcladores asociados a cada efecto, obteniendo finalmente el producto de agua desalinizada total de la planta.

El vapor que se genera en la última etapa se condensa en el exterior de un haz de tubos enfriado por agua de mar. Aproximadamente el 50% de esta agua salina (más caliente) se devuelve al mar, mientras que el restante 50% es usada como agua de alimentación de la planta. Este líquido es tratado primero con ácido para destruir los compuestos que forman incrustaciones. Luego, el agua de mar sube por el apilamiento de efectos a través de una serie de pre-calentadores. Estos usan un poco del vapor generado en cada efecto precalentar el agua de forma gradual, antes de ser atomizada en la parte más alta de la planta (primera etapa) [10].

Una vez comprendido el funcionamiento general de una planta MES como fue explicado en los párrafos anteriores, se procede a formular el modelo el que luego se programa. Para ello se hace uso del software MATLAB con tal de poder programar el código y resolver el modelo matemático del proceso.

4.3.1. Supuestos del modelo

De forma de simplificar los cálculos, es que se tienen una serie de supuestos a considerar:

- Condiciones en estado estacionario, buscadas durante la operación de la planta [12] [13].
- La diferencia de temperatura a través de cada efecto se asume constante [12].
- El aumento de temperatura del agua dentro de cada pre-calentador es la misma.
- El destilado generado tiene porcentaje de sal igual a cero [13].
- Se considera el cambio de temperatura de ebullición (BPE) por efecto de la sal [12].
- Pérdidas termodinámicas son despreciables [12].
- Temperatura de *steam* se asume 5°C por sobre la temperatura en el primer efecto [13].
- 2% de vapor en el condensador final es extraído por el sistema de vacío [13].

4.3.2. Balances de energía y masa

Para desarrollar el modelo, el sistema MES se ha dividido en cuatro componentes: Pre-calentadores (color verde de la Figura 4.7), efectos (celeste), mezcladores (azul) y condensador final (rojo). Por otro lado, los efectos se han dividido en dos sub-secciones más: primer efecto y segundo a N-ésimo efecto. Lo anterior pues la primera etapa es distinta a todas las demás, dado que aquella es donde se da el input de calor de proceso. Por otro lado se considera un sistema de índices “***i***”, que indica el efecto, mezclador o pre-calentador contado desde arriba hacia abajo, es decir, desde el primer efecto hacia abajo. Con ello, según las referencias [13] [12] [37], se tienen los siguientes balances:

4.3.2.1.Pre-calentadores

Existen “N-1” pre-calentadores y en cada uno de estos equipos, un poco del vapor del efecto asociado “i” ($\dot{m}_{vc,i}, T_{vc,i}$) se condensa y el calor liberado se usa para calentar el agua de mar desde $T_{aa,i+1}$ a $T_{aa,i}$. La Figura 4.8 muestra un esquema de un pre-calentador (número i) con las variables relevantes de entrada y salida.

Balace de energía:

$$\dot{m}_{vc,i} * \lambda_{vc,i} = \dot{m}_{aa} * C_{paa,i} * (T_{aa,i} - T_{aa,i+1}) \quad (4.7)$$

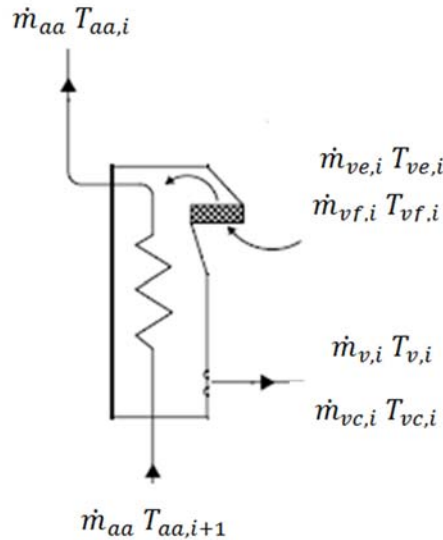


Figura 4.8 Esquema de pre-calentador “i” (EP).

Balace total de masa:

$$\dot{m}_{ve,i} + \dot{m}_{vf,i} = \dot{m}_{v,i} + \dot{m}_{vc,i} \quad (4.8)$$

4.3.2.2.Primer efecto

El agua de alimentación ($\dot{m}_{aa}, T_{aa,1}, X_{aa,1}$), luego de pasar por todos los pre-calentadores, se atomiza dentro del efecto y cae sobre una serie de tubos horizontales. Por otro lado, steam a baja presión (\dot{m}_s, T_s) [o agua caliente] fluye por el interior de los tubos entregando su calor latente (o sensible) al agua de alimentación haciendo que parte de ella se evapore ($\dot{m}_{ve,1}, T_{ve,1}$). Este vapor pasa primero por un pre-calentador condensando parte del mismo. El vapor restante se condensa en el interior de los tubos horizontales del segundo efecto siendo la fuente de calor para esta etapa. La parte no evaporada del agua de alimentación ($\dot{m}_{b,1}, T_{b,1}$) deja el efecto con una concentración salina mayor ($X_{b,1}$) y cae por gravedad a la siguiente etapa. La Figura 4.9 muestra el esquema del primer efecto.

Balance de energía:

$$\dot{m}_s * \lambda_s = \dot{m}_{aa} * C_{paa,1} * (T_{aa,1} - T_{b,1}) + \dot{m}_{ve,1} * \lambda_{ve,1} \quad (4.9)$$

Balance total de masa:

$$\dot{m}_{aa} = \dot{m}_{ve,1} + \dot{m}_{b,1} \quad (4.10)$$

$$\dot{m}_{ve,1} = \dot{m}_{vc,1} + \dot{m}_{v,1} \quad (4.11)$$

$$\dot{m}_{vf,1} = \dot{m}_{d,1} = 0 \quad (4.12)$$

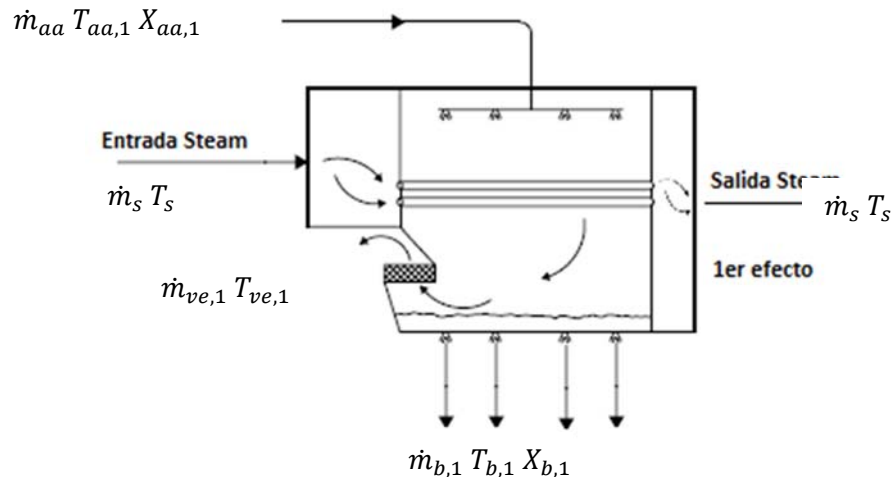


Figura 4.9 Esquema primer efecto (EP).

Balance de masa para la especie salina:

$$\dot{m}_{aa} * S_{aa,1} = \dot{m}_{b,1} * S_{b,1} \quad (4.13)$$

4.3.2.3. Segundo a N-ésimo efecto

El concentrado salino del efecto anterior ($\dot{m}_{b,i-1}, T_{b,i-1}, X_{b,i-1}$) entra a una temperatura mayor que la temperatura de saturación correspondiente al efecto “i” (dado que la presión es menor). Luego, una parte se evapora por flasheo ($\dot{m}_{vf,i}, T_{vf,i}$). El concentrado salino que no se evapora es atomizado sobre una serie de tubos horizontales evaporando una nueva cantidad de agua ($\dot{m}_{ve,i}, T_{ve,i}$) por efecto del vapor que se condensa por el interior de los tubos ($\dot{m}_{v,i-1}, T_{v,i-1}$) al transferir su calor latente. Por el interior de los tubos también transita líquido saturado que fue condensado en los pre-calentadores ($\dot{m}_{vc,i-1}, T_{vc,i-1}$). El nuevo vapor generado (por flasheo y el atomizado) va a la siguiente etapa como fuente de calor. Ahora, el agua del concentrado que no se evaporó ($\dot{m}_{b,i}, T_{b,i}, X_{b,i}$) deja el efecto con una concentración de sal mayor ($X_{b,i}$) y cae por gravedad al efecto siguiente. La Figura 4.10 muestra el esquema de todos los efectos, excepto el primero antes descrito.

Balance de energía:

$$\dot{m}_{ve,i} * \lambda_{ve,i} = \dot{m}_{b,i-1} * C_{pb,i-1} * (T_{b,i-1} - T_{b,i}) + \dot{m}_{v,i-1} * \lambda_{v,i-1} - \dot{m}_{vf,i} * \lambda_{vf,i} \quad (4.14)$$

Balance de masa:

$$\dot{m}_{b,i-1} = \dot{m}_{b,i} + \dot{m}_{ve,i} + \dot{m}_{vf,i} \quad (4.15)$$

Balance de masa para la especie salina:

$$\dot{m}_{b,i-1} * S_{b,i-1} = \dot{m}_{b,i} * S_{b,i} \quad (4.16)$$

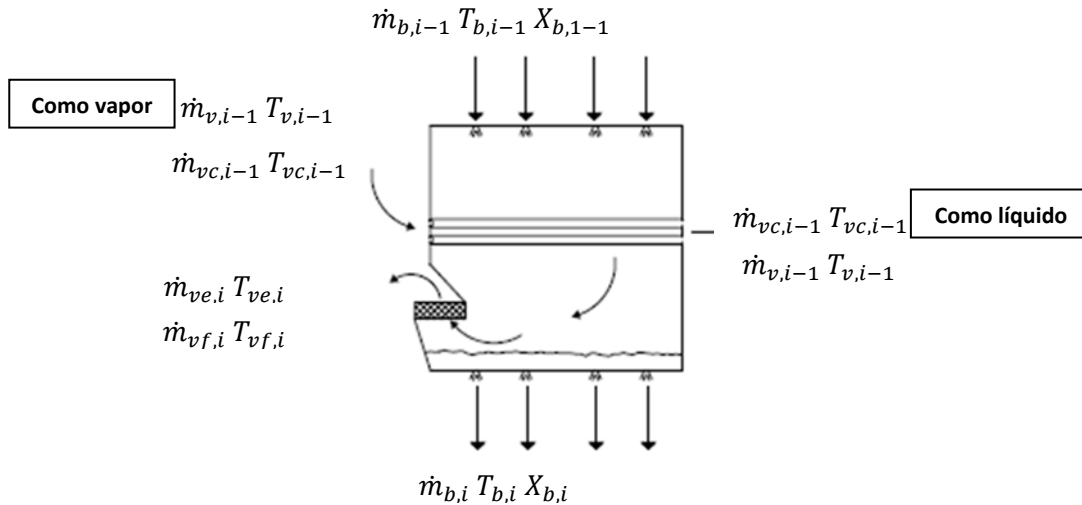


Figura 4.10 Esquema segundo a N-ésimo efecto (EP).

4.3.2.4. Mezclador o mixer

Desde la segunda etapa en adelante (el primer efecto no posee mixer) se recupera destilado (d) del mezclador del efecto anterior ($\dot{m}_{d,i-1}, T_{d,i-1}$) y entra en contacto con el condensado que viene por el interior de los tubos de la etapa “i-1” ($\dot{m}_{vc,i-1}, T_{vc,i-1}$). Dicho condensado se produce al entregar su calor latente para generar más vapor en el efecto “i”. La Figura 4.11 muestra el esquema de un mezclador.

Balance de energía:

$$\dot{m}_{d,i} * C_{pd,i} * T_{d,i} = \dot{m}_{d,i-1} * C_{pd,i-1} * T_{d,i-1} + \dot{m}_{ve,i-1} * C_{ve,i-1} * T_{ve,i-1} \quad (4.17)$$

Balance de masa:

$$\dot{m}_{d,i} = \dot{m}_{d,i-1} + \dot{m}_{vc,i-1} + \dot{m}_{v,i-1} \quad (4.18)$$

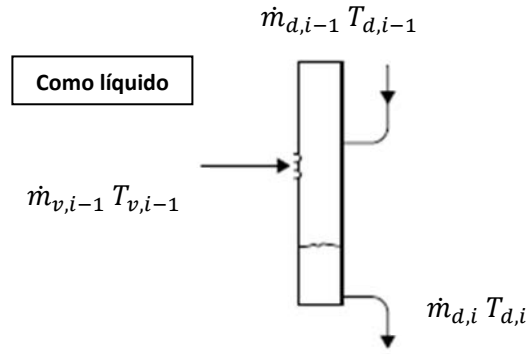


Figura 4.11 Esquema de mezclador o mixer (EP).

4.3.2.5. Condensador final

El vapor que proviene del último efecto ($\dot{m}_{vf,N}, T_{vf,N}, \dot{m}_{ve,N}, T_{ve,N}$) es condensado en este equipo. Típicamente, un exceso de agua de mar $\dot{m}_{vf,N} T_{vf,N}$ se requiere para poder enfriar lo requerido. Luego, sólo una porción se utiliza para alimentar el sistema ($\dot{m}_{aa,N}, T_{aa,N}$), mientras que el resto es devuelto al mar (\dot{m}_{avm}, T_{avm}). Por otro lado, el destilado que proviene del mezclador “N” ($\dot{m}_{d,N}, T_{d,N}$) entra al condensador y parte de este es flasheado ($\dot{m}_{df,N}, T_{vf,N}$) dado que el condensador está a menor presión. La Figura 4.12 muestra el esquema del condensador final.

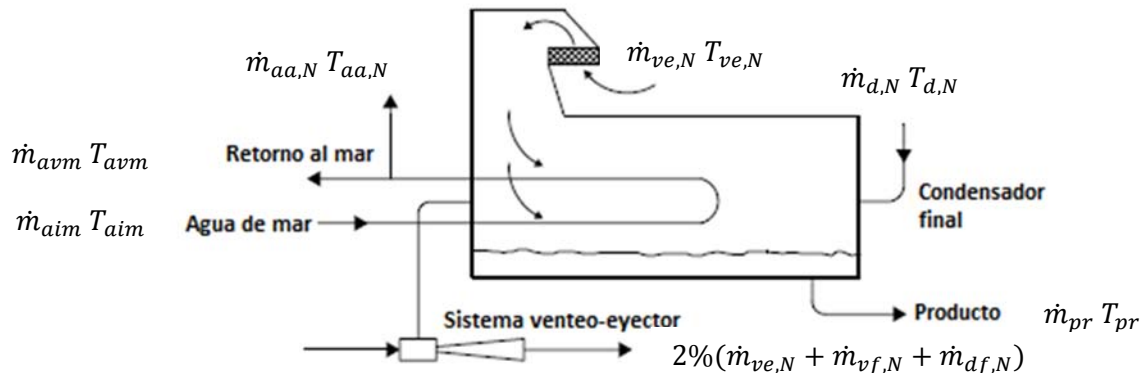


Figura 4.12 Esquema Condensador final (EP).

Balace de energía:

$$\dot{m}_{d,N} * C_{pd,N} * T_{d,N} + (\dot{m}_{ve,N} + \dot{m}_{vf,N}) * C_{pv,N} * T_{v,N} + \dot{m}_{aim} * C_{paim,N} * (T_{aa,N} - T_{aim}) = \dot{m}_{pr} * C_{ppr} * T_{pr} \quad (4.19)$$

$$\dot{m}_{aim} * C_{paim,N} * (T_{aa,N} - T_{aim}) = (\dot{m}_{ve,N} + \dot{m}_{vf,N} + \dot{m}_{df,N}) * \lambda_{v,N} * 0,98 \quad (4.20)$$

$$\dot{m}_{d,N} * C_{pd,N} * (T_{d,N} - T_{v,N}) = \dot{m}_{df,N} * \lambda_{df,N} \quad (4.21)$$

Balance de masa:

$$\dot{m}_{pr} = \dot{m}_{d,N} + \dot{m}_{ve,N} + \dot{m}_{vf,N} \quad (4.22)$$

$$\dot{m}_{aim} = \dot{m}_{aa} + \dot{m}_{avm} \quad (4.23)$$

$$\dot{m}_{d,N} = \dot{m}_{df,N} + \dot{m}_{dl,N} \quad (4.24)$$

4.3.2.6. Otras relaciones

Otras relaciones que complementan los balances antes escritos son:

- Porcentaje vapor flasheado en efectos [38]:

$$\text{Fracción de vapor flasheado} = \frac{hl(T_{b,i-1}) - hl(T_{b,i})}{\lambda_v(T_{b,i})} \quad (4.25)$$

Donde:

$hl(T_{b,i-1})$: Entalpía de líquido saturado a la entrada.

$hl(T_{b,i})$: Entalpía de líquido saturado a la salida.

$\lambda_v(T_{b,i})$: Calor latente de vapor a la salida.

- Flujo másico de vapor flasheado:

$$\dot{m}_{vf,i} = \dot{m}_{b,i} * \text{fracción de vapor flasheado} \quad (4.26)$$

- Número de pre-calentadores [38]:

$$Nc = N - 1 \quad (4.27)$$

- Diferencia temperatura entre efectos [12]:

$$\Delta T = \frac{T_{b,1} - T_{b,N}}{N - 1} \quad (4.28)$$

- Diferencia temperatura entre pre-calentadores:

$$\Delta Tc = \frac{T_{aa,1} - T_{aa,N}}{Nc} \quad (4.29)$$

- Temperatura de un efecto:

$$T_{b,i} = T_{b,1} - \Delta T \quad (4.30)$$

- Temperatura agua alimentación al pasar pre-calentadores:

$$T_{aa,i} = T_{aa,1} + \Delta Tc \quad (4.31)$$

- Temperatura agua de alimentación antes primer efecto [13]:

$$T_{aa,1} = T_{b,1} - 2^\circ C \quad (4.32)$$

- Temperatura agua de alimentación antes último efecto:

$$T_{aa,N} = T_{avm} \quad (4.33)$$

- Temperatura de agua de mar en condensador aumenta 7°C [13]:

$$T_{aa,N} = T_{avm} = T_{aim} + 7^{\circ}C \quad (4.34)$$

- Temperaturas de vapor son idénticas:

$$T_{v,i} = T_{ve,i} = T_{vf,i} = T_{vc,i} \quad (4.35)$$

- Temperatura de *steam* se asume 5°C sobre la del primer efecto [13]:

$$T_s = T_{b,1} + 5^{\circ}C \quad (4.36)$$

- Aumento temperatura por efecto de sal (BPE) [12]:

$$T_{b,i} = T_{v,i} + BPE \quad (4.37)$$

- Relación de masas de vapor:

$$\dot{m}_{ve,i} + \dot{m}_{vf,i} = \dot{m}_{vc,i} + \dot{m}_{v,i} \quad (4.38)$$

- GOR [13] [37]:

$$GOR = \frac{\dot{m}_{pr} * h_{fg}}{\dot{Q}_{in}} \quad (4.39)$$

- RR [13]:

$$RR = \frac{\dot{m}_{pr}}{\dot{m}_{aa}} \quad (4.40)$$

- PR [37]:

$$PR = \frac{\dot{m}_{pr} * \lambda_{prom}}{Q_{in}} \quad (4.41)$$

- \dot{m}_{aa} :

$$\dot{m}_{aa} = \frac{\dot{m}_{pr}}{RR} \quad (4.42)$$

4.3.3. Correlaciones

Para poder calcular diferentes propiedades termodinámicas del agua y el agua de mar, así como el aumento de temperatura por efecto de la sal (BPE), es que se utilizan correlaciones. Las fórmulas toman las temperaturas locales dependiendo del lugar de la planta (efecto, pre-calentador, etc) que se esté evaluando. Las ecuaciones elegidas son las siguientes:

- **Presión de saturación** [12]:

$$P = 1000 * \exp\left(\frac{-3892,7}{T + 273,15 - 42,6776} + 9,5\right) \quad (4.43)$$

Donde:

P: Presión de saturación en [kPa]

T: Temperatura en [°C].

- **Entalpía específica del vapor saturado** [37]:

$$hv = 2499,15 + 1,955 * T - 1,927 * 10^{-3} * T^2 \quad (4.44)$$

Donde:

hv: Entalpía vapor saturado en [kJ/kg]

T: Temperatura en [°C].

- **Entalpía específica de líquido saturado** [37]:

$$hl = (-31,92 + 1,0011833 * T - 3,0833326 * 10^{-5} * T^2 + 4,6666663 * 10^{-8} * T^3 + 3,3333334 * 10^{-10} * T^4) * 2,326 \quad (4.45)$$

Donde:

hl: Entalpía vapor saturado en [kJ/kg]

T: Temperatura en [°F].

- **Capacidad calórica del agua y del concentrado salino** [37]:

$$C_{pb} = (1 - C_b * (0,011311 - 0,00001146 * T)) * C_{pw} \quad (4.46)$$

$$C_{pw} = (1,0011833 - 6,1666652 * 10^{-8} * T_w + 1,3999989 * 10^{-7} * T_w^2 + 1,3333336 * 10^{-9} * T_w^3) * 4,1868 \quad (4.47)$$

Donde:

T: Temperatura de concentrado salino en [°F].

T_w: Temperatura de ebullición del agua [°F].

C_{pb}: Capacidad calórica del concentrado salino [kJ/kg°C].

C_{pw}: Capacidad calórica del agua pura [kJ/kg°C].

C_b: Concentración salina en porcentaje.

Rango de validez = 50°-300°F = 10°-148,89°C.

- **BPE** [12]:

$$BPE = X_b * (BB + CC * X_b) * 10^{-3} \quad (4.48)$$

$$BB = (6,71 + 6,34 * 10^{-2} * T + 9,74 * 10^{-5} * T^2) * 10^{-3} \quad (4.49)$$

$$CC = (22,238 + 9,59 * 10^{-3} * T + 9,42 * 10^{-5} * T^2) * 10^{-8} \quad (4.50)$$

Donde “T” está en [°C] y Xb en [ppm].

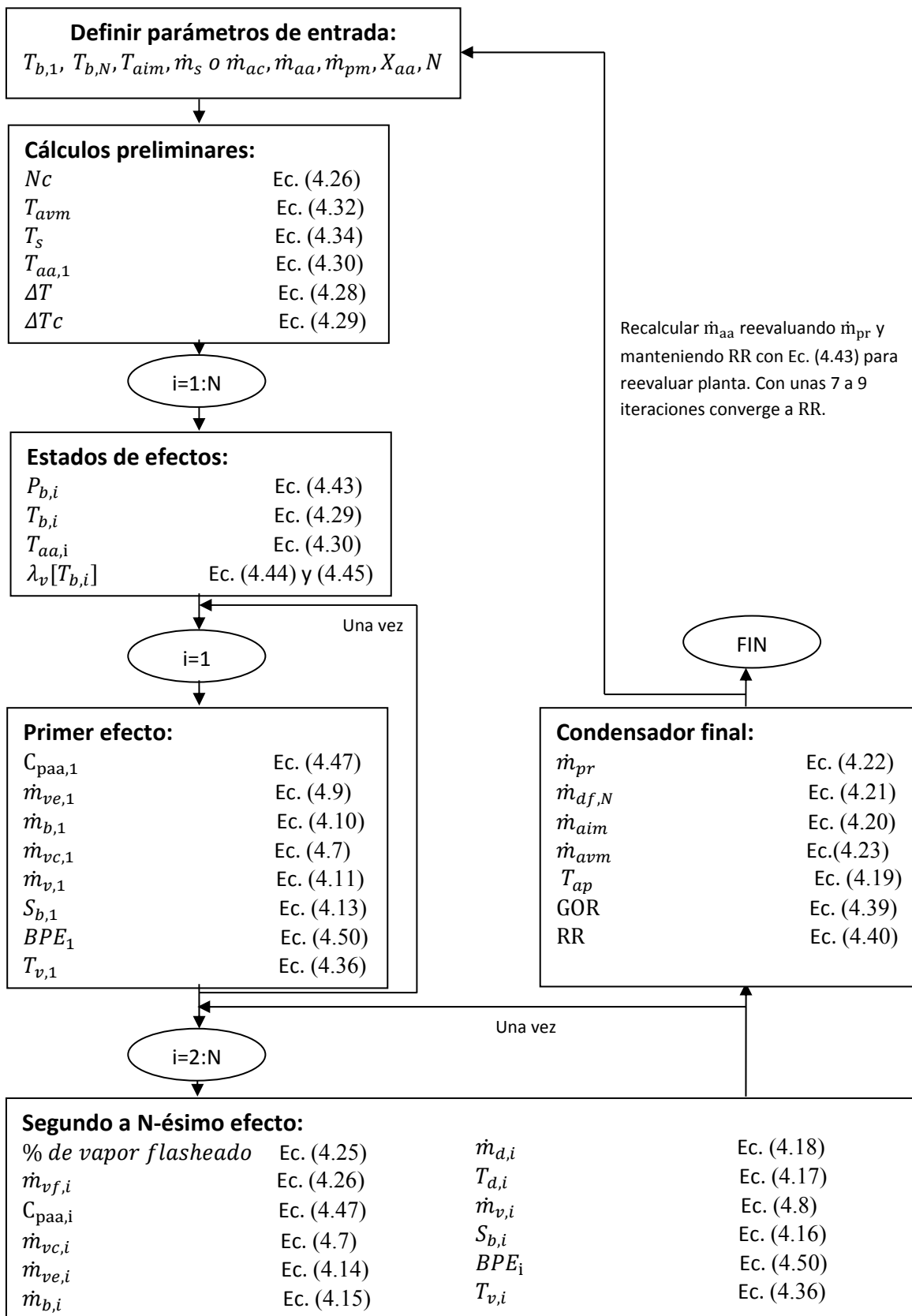
Ahora, para ver la validez de las fórmulas para representar los datos reales, se analizó la diferencia del valor entregado por la correlación con el valor real en el rango de temperaturas aproximado que se usa (18°-85°C). Lo anterior se realizó para todas excepto para BPE y el calor específico del agua de mar. El BPE se pudo investigar que no aumenta más de 1,24°C a la concentración de sal más alta (~56.000 ppm), hecho que ocurre con la correlación por lo que no se investigó más allá. En cuanto al calor específico del agua de mar, se pudo investigar que corresponde a 3,89 kJ/kg°C a 20°C y 35.000 ppm siendo menor al 4,18 kJ/kg°C del agua pura a igual temperatura, lo cual también se apreció al analizar la correlación. Por otro lado, la misma correlación de calor específico da un rango de validez para ella (10°-148,89°C). El detalle de algunas validaciones se encuentra en la sección anexos: Tabla C.1, Tabla C.2 y Tabla C.3.

4.3.4. Algoritmo computacional de balance de masa y energía

En la página siguiente se presenta el algoritmo seguido en la programación del modelo. En este modelo ingresa:

- Temperatura del primer efecto ($T_{b,1}$).
- Temperatura del último efecto ($T_{b,N}$).
- Temperatura del agua de mar al entrar al condensador (T_{aim}).
- Concentración salina del agua de mar que ingresa a la planta (X_{aa}).
- Flujo de agua de alimentación de la planta (\dot{m}_{aa}).
- El número de etapas (N)
- Flujo de *steam* o agua caliente (\dot{m}_s o \dot{m}_{ac}) que entrega el calor al primer efecto.
- Flujo meta de agua desalinizada a producir (\dot{m}_{pm}).

Con todos los parámetros antes mencionados es posible determinar todos los estados termodinámicos de la planta, es decir: Presiones y temperatura en los efectos ($P_{b,i}, T_{b,i}$), flujos de vapor (\dot{m}_v, \dot{m}_{ve}), flujos de concentrado salino ($\dot{m}_{b,i}$), flujo real de agua desalinizada a producir (\dot{m}_{pr}), aumento de temperatura de ebullición por efecto de sal (BPE), entre otros. Además, se obtienen las áreas de intercambio térmico de los equipos principales. Luego, el modelo no es hiperestático, sino que se puede resolver y obtener de él parámetros de operación de la planta MES.



4.3.5. Áreas de intercambio térmico

Evaluar estas áreas de intercambio permite dimensionar los equipos asociados a ellas. Para esto se hace uso de la ecuación (4.51), donde “A” es el área de intercambio térmico, “U” es el coeficiente global de transferencia de calor y “ T_{log} ” la diferencia de temperatura logarítmica.

$$Q = U * A * T_{log} \quad (4.51)$$

Se puede relacionar la ecuación antes mencionada con el calor obtenido por balance de energía y masa de tal forma de obtener el área de intercambio térmico. Para ello debe conocerse el coeficiente “U” y las temperaturas asociadas para determinar la diferencia de temperatura logarítmica. Ésta última se determina, según se muestra en la Figura 4.13 y la ecuación (4.52)

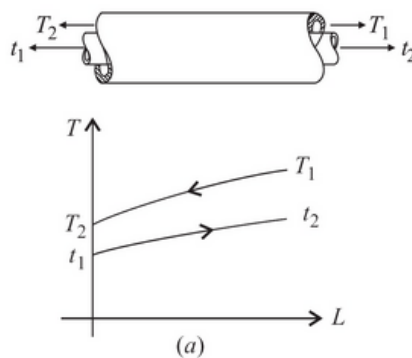


Figura 4.13 Arreglo para diferencia de temperatura logarítmico en caso contracorriente [39]

$$T_{log} = \frac{(T_2 - t_1) - (T_1 - t_2)}{\ln \frac{(T_2 - t_1)}{(T_1 - t_2)}} \quad (4.52)$$

Ahora, en caso de que no exista variación de temperatura en ambos fluidos, es decir que uno se esté evaporando y el otro se esté condensando, se tendrá que la diferencia de temperatura logarítmica será simplemente la diferencia entre las temperaturas de ambos fluidos.

Para el coeficiente global de transferencia de calor, se tienen los siguientes rangos:

- Intercambiador de calor de efectos: 1.500-3.000 [W/m²K] [40] [41]
- Pre-calentador y condensador final: 1.000-4.000 [W/m²K] [40] [41]

Ahora bien, para evaluarlo se utilizaron correlaciones encontradas en las referencias [13] y [12]. Dichas ecuaciones toman como referencia una temperatura de operación en el equipo. Éstas se presentan en las ecuaciones (4.53) y (4.54).

- Coeficiente global para efectos [13] [12]:

$$U_{ef} = 1,9695 + 1,2057 * 10^{-2} * T_{b,i} - 8,5989 * 10^{-5} * T_{b,i}^2 + 2,5651 * 10^{-7} * T_{b,i}^3 \quad (4.53)$$

- Coeficiente global para pre-calentadores y condensador final [13] [12]:

$$U_{pc} = 1,7194 + 3,2063 * 10^{-3} * T_{v,i} - 1,5971 * 10^{-5} * T_{v,i}^2 + 1,9918 * 10^{-7} * T_{v,i}^3 \quad (4.54)$$

En las ecuaciones (4.53) y (4.54), tanto $T_{b,i}$ como $T_{v,i}$ están en grados Celsius y el valor de los coeficientes globales de transferencia de calor para ambas ecuaciones está en [kW/m²°C]. Por otro lado, en ambos casos, el coeficiente depende de la temperatura exterior de los tubos.

Luego, conocidos los calores por el balance de energía y masa, además de los coeficientes globales de transferencia de calor (dado que se conocen los estados termodinámicos del sistema) es que se pueden calcular las áreas de intercambio térmico.

4.3.5.1. Reevaluación de balances termodinámicos

En la sección 5.2.3 se presentan los resultados de las áreas mencionadas anteriormente y una discusión al respecto. Dicha discusión lleva a que se debe imponer un área y reevaluar todo el balance termodinámico involucrado en la planta con esta imposición. Para ello se siguen los siguientes supuestos:

- Los datos de entrada se mantienen invariantes, es decir: Temperatura de primer y último efecto, concentración inicial de agua de mar, flujo de alimentación, temperatura de ingreso de agua de mar, número de efectos, agua meta a producir, flujo de agua que entrega el energético primario al primer efecto.
- Se mantienen las temperaturas de vapor y las temperaturas de los efectos tal como fueron calculadas con anterioridad. Las restantes temperaturas presentan cambios.
- Al imponer las temperaturas de los efectos y de vapor invariantes se tienen que los flujos másicos de vapores y destilados varían. Con ello también cambia la concentración salina en cada etapa.
- El área de intercambio del condensador y del primer efecto se mantienen. Las áreas de pre-calentadores y los otros efectos se toman como el promedio de los mismos.
- Otros supuestos como delta de temperatura en el condensador se mantienen.
- El valor del coeficiente global de transferencia de calor “U” sigue siendo calculado por las ecuaciones (4.53) y (4.54).

En primer lugar se reevalúa como varía la temperatura de agua de alimentación al pasar por los pre-calentadores. De aquí, sólo es conocida la temperatura en el último efecto, dado que se conoce la temperatura de ingreso de agua de mar y se impuso el delta temperatura en el condensador final. Luego, la reevaluación se hace al revés y es implícita como se muestra en la ecuación (4.55). Dado que es implícita, es que debe iterarse hasta que converja.

$$T_{aa,N-i} = \frac{U_{pc} * A_{pc}}{\dot{m}_{aa} * C_{paa}} * \frac{(T_{v,N-i} - T_{aa,N-i}) - (T_{v,N-i} - T_{aa,N-i+1})}{\ln \frac{(T_{v,N-i} - T_{aa,N-i})}{(T_{v,N-i} - T_{aa,N-i+1})}} \quad (4.55)$$

Se considera que converge cuando el calor calculado con la ecuación (4.51) y el calor calculado con la ecuación (4.56) difieren en 0,01 watts. En dicho punto la temperatura del agua de alimentación se guarda.

$$Q_{pc,i} = \dot{m}_{aa} * C_{paa,i} * (T_{aa,i} - T_{aa,i+1}) \quad (4.56)$$

Posteriormente se calcula nuevamente el calor “Q” por alguna de las dos ecuaciones mencionadas en el párrafo anterior y por medio de la ecuación (4.57) se reevalúa el flujo de vapor condensado en los pre-calentadores.

$$Q_{pc,i} = \dot{m}_{vc,i} * \lambda_{vc,i} \quad (4.57)$$

Luego, se puede reevaluar el flujo de vapor que se condensa al interior de los tubos de los efectos ($\dot{m}_{v,i}$) por medio de la ecuación (4.58).

$$Q_{ef,i} = \dot{m}_{v,i-1} * \lambda_{v,i-1} = U_{ef} * A_{ef} * (T_{v,i-1} - T_{b,i}) \quad (4.58)$$

Por otro lado, como se han considerado las temperaturas de vapor y los efectos iguales a lo calculado inicialmente, se tiene que el flujo flasheado ($\dot{m}_{vf,i}$) en cada efecto es el mismo. Con ello, por medio de la ecuación (4.38) se recalcula la masa de vapor evaporado en cada efecto ($\dot{m}_{ve,i}$). Luego, se reevalúa la masa de concentrado en el primer efecto ($\dot{m}_{b,1}$) con la ecuación (4.10) y la masa de concentrado en cualquier efecto ($\dot{m}_{b,i}$) con la ecuación (4.15). Con esas masas se recalculan los concentrados salinos por medio de las ecuaciones (4.13) y (4.16), para poder luego computar el BPE por medio de la ecuación (4.48).

Posteriormente se reevalúa la masa de destilado ($\dot{m}_{d,i}$) por medio de la ecuación (4.18) y luego el flujo de producto con la ecuación (4.22). Con ello se puede recalculan la temperatura del destilado usando la ecuación (4.17).

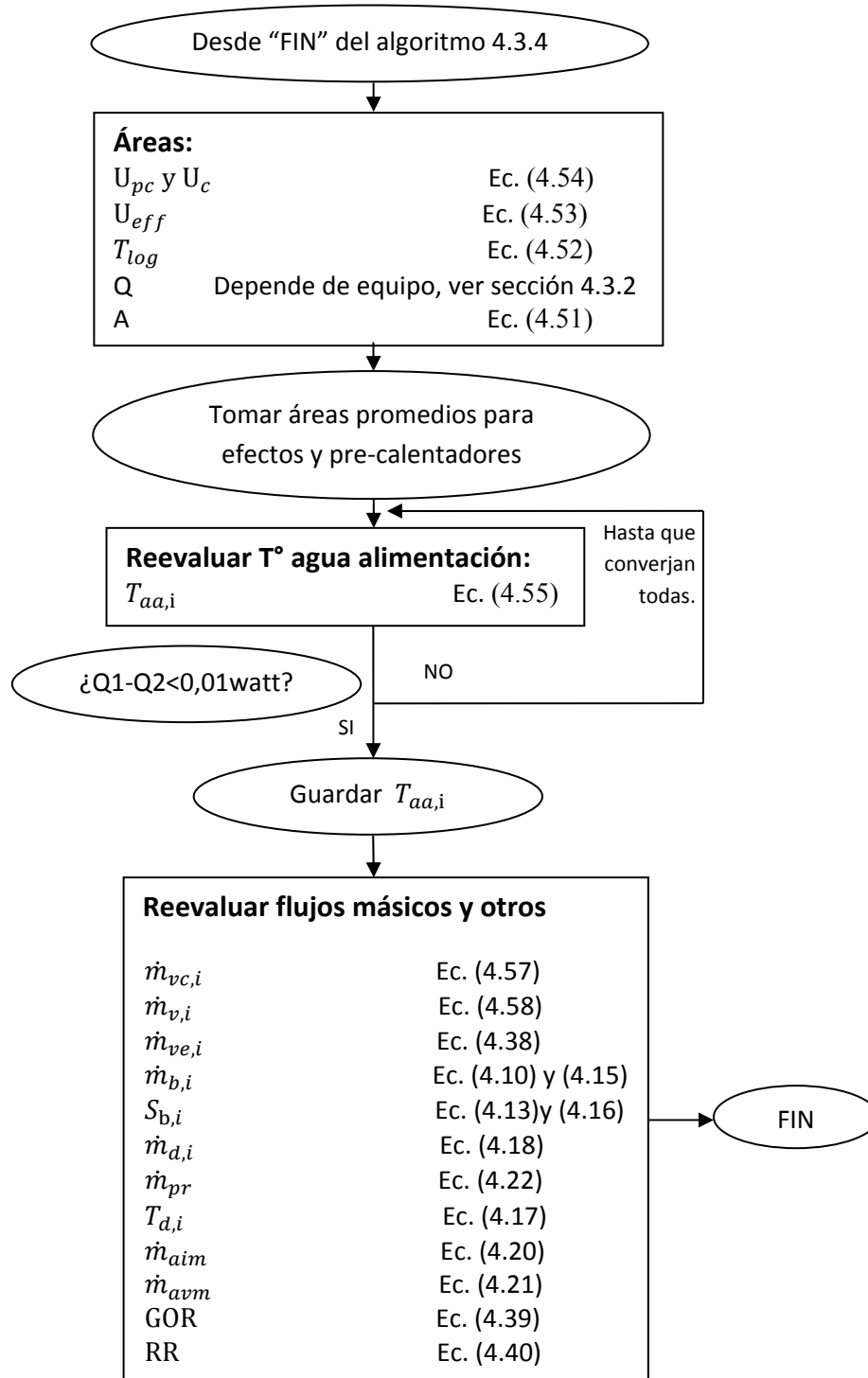
Aparte, se puede calcular el flujo de agua de mar que ingresa al condensador (\dot{m}_{aim}) con la ecuación (4.20) y (4.21). Luego, por medio de la igualdad (4.23) se recalcula el flujo de agua que se devuelve al mar (\dot{m}_{avm}).

Posteriormente, se recalculan el GOR y RR con las ecuaciones (4.39) y (4.40) respectivamente.

Finalmente, se comparan los cambios existentes en los flujos másicos y temperaturas, así como de los indicadores de la planta. Esto se presenta en la sección 5.2.3 y Anexo D.

4.3.5.2. Algoritmo computacional para evaluar áreas de intercambio

Un resumen de lo expuesto en la sección 4.3.5.1 se presenta a continuación:



4.3.6. Continuidad de operación de la planta

Bien es sabido que la energía solar es un recurso variable cuya existencia útil se limita a la mitad de un día (de 24 horas) aproximadamente. Luego, un tema importante es ver si la planta desalinizadora posee operación continua o si posee puesta y cese de marcha al iniciar y terminar el día respectivamente.

Para ello se estima la energía requerida para entrar en marcha de la planta (véase ecuación (4.59)). Lo anterior para ver si se justifica poner un tanque de almacenamiento de energía durante la noche y permitir así una operación continua.

$$Q_{puesta\ en\ marcha} = \sum \dot{m} * C_p * \Delta T \quad (4.59)$$

Entonces, se realiza una suma de todos los calores necesarios para llevar la planta desde el estado de reposo (a temperatura ambiente) hasta la temperatura de operación de la misma. Para ello se harán algunos supuestos para simplificar cálculos:

- Todos los intercambiadores de calor se asumirán iguales.
- Se tomará un promedio del flujo másico en cada equipo.
- Se considerarán pre-calentadores, efectos y condensador final en el análisis.
- Se consideran como temperatura ambiente al promedio de las temperaturas entre las tres localidades escogidas (Caldera, Chañaral y Mejillones) [véase sección 5.1].
- Se desprecian los calores necesarios para calentar el metal de los equipos.

Los resultados de esto se presentan en la sección 5.3.3.

4.4. Casos de estudio en el norte de Chile

4.4.1. Parámetros de entrada

Cuando ya se posee el modelo validado con los datos de Almería (véase sección 5.2.1) se puede utilizar el mismo para modelar plantas en el norte de Chile u otra localidad del mundo. Estas se definen para las ciudades de: Caldera, Chañaral y Mejillones particularmente.

La definición básica de las plantas se presenta en la Tabla 4.4.1. Todos los parámetros mostrados en ella son idénticos para todas las plantas. Ahora bien, dado que la población estimada en cada una de las localidades difiere, se tendrán producciones de agua diferentes. Con ello, el calor que se debe entregar en el primer efecto es distinto para todos los casos, cambiando así el flujo másico del fluido que aporta ese calor. Ese flujo se ajusta de tal forma que se pueda suplir la meta de agua a producir o alrededor de ella.

Tabla 4.4.1 Parámetros de entrada de casos en estudio (EP).

Parámetro	Valor	Unidad	Justificación
$T_{b,1}$	70	°C	Tabla 4.1.1 [26]
$T_{b,N}$	30	°C	Sección 2.8.2 [Norma D.S. N°90/00]
T_{aim}	18	°C	SHOA [42]
N	14	Efectos	Impuesto [véase sección 5.3.4]
X_{aa}	35.000	ppm	Promedio Chileno
RR esperado	37,5	%	Impuesto [Se deja igual que Almería]
\dot{m}_{pr} esperado	Variable	m ³ /h	Depende de la zona (Población)
\dot{m}_s	Variable	m ³ /h	Depende de la zona (Población)

4.4.2. Cálculo de días soleados, parciales y nublados

Para ello se toman los datos de radiación global horizontal (GHI) cada media hora que entrega el explorador solar [36]. Estos datos van desde el 31 de Diciembre de 2002 al 31 de Diciembre de 2012 durante 365 días del año, 24 horas y cada media hora dando un total de 175.200 datos. Ahora bien, se eliminan los datos del 2002 y el día 31 de Diciembre de 2012, dado que los datos no son de un día completo. Con ello, se tiene un total de 175.152 datos a analizar.

Con tal de obtener la cantidad de días soleados, parciales y nublados se debe calcular el índice de transparencia (Kt). Este se define según la ecuación (4.60), en donde H es la radiación real diaria en el plano horizontal en [kWh/m²día] y Ho es la máxima radiación solar diaria en plano horizontal en [kWh/m²día]. Ho se estima según la ecuación (4.61) [14].

$$Kt = \frac{H}{H_o} \quad (4.60)$$

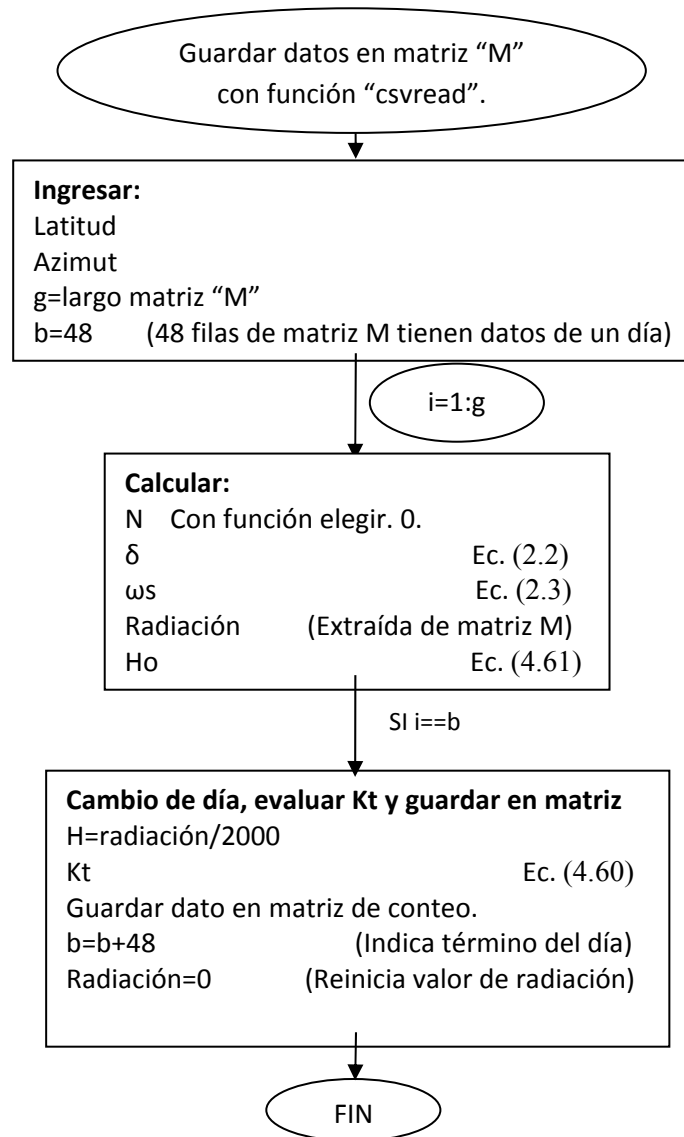
$$H_o = \frac{0,0864}{3,6 * \pi} * 1353 * \left[1 + 0,033 * \cos \left[\frac{2\pi N}{365,24} \right] \right] * \cos \delta \cos \phi * [\sin \omega_s - \omega_s * \cos \omega_s] \quad (4.61)$$

Dependiendo del valor de Kt será la clasificación del día según lo siguiente:

- Kt>0,6 día soleado.
- 0,4<Kt<0,6 día parcial.
- Kt<0,4 día nublado.

Con tal de poder procesar los datos de manera rápida, se recurre a realizar un programa en Matlab que manipule los mismos. El programa en cuestión se muestra en el 0. En primer lugar se leen los datos guardados en un archivo separado por comas (.csv) por medio de la función “csvread ('datos_2003-2012.csv’)” que guarda todos los datos en una matriz. Luego, esta puede ser trabajada de forma sencilla.

- Algoritmo computacional para evaluar datos solares:



4.4.3. Dimensionamiento del tanque de acumulación

Para obtener el volumen que se debe acumular se deben identificar las horas con y sin sol existentes, es decir las horas de día y de noche. Para ello, se simplifican los cálculos tomando un promedio de horas de sol en invierno y verano. Según el Registro Solarimétrico de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM), en las localidades de estudio se tienen 12 horas de sol en los meses entre Octubre y Marzo y 10 horas de sol entre Abril y Septiembre aproximadamente.

Con el calor conocido que debe entregarse al primer efecto se puede estimar la energía necesaria que se debe entregar al agua, durante el día y la noche, usando las horas de sol antes mencionadas. Luego, por medio de la ecuación (4.62) se puede estimar la masa en kilogramos de agua a tener disponible durante la noche y el día. En dicha ecuación ΔT corresponde al cambio de

temperatura del agua entre la salida del primer efecto y la entrada al mismo, cambio de temperatura que experimenta el agua caliente que provee el input de calor al efecto.

$$Energía = masa * C_p * \Delta T \quad (4.62)$$

Luego, tomando el agua a 90°C, de tablas de vapor se obtiene que el volumen específico del agua es $1,0359 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$. Luego, la densidad a esa temperatura es de $965,34 \text{ kg/m}^3$ y con ella se estima el volumen de agua a acumular durante la noche. De esta forma, el volumen del tanque debe ser igual o superior a esta cantidad para permitir la operación nocturna de la planta.

Una vez que se tiene el volumen de acumulación se procede a calcular el diámetro (D) y la altura (h) del tanque. Para ello se tienen las relaciones de las ecuaciones (4.63) y (4.64).

$$Volumen\ tanque = \frac{\pi * D^2}{4} * h \quad (4.63)$$

$$Área\ tanque = \frac{\pi * D^2}{2} + \pi * D * h \quad (4.64)$$

Despejando la altura de la ecuación (4.63) y reemplazándola en la ecuación (4.64) se obtiene una expresión del área del tanque en función del volumen ya conocido y del diámetro (véase ecuación (4.65)).

$$Área\ tanque = \frac{\pi * D^2}{2} + \frac{4 * Volumen\ tanque}{D} \quad (4.65)$$

Ahora, derivando la expresión anterior con respecto al diámetro e igualando a cero, se puede despejar el diámetro que minimiza el área del tanque. Con ello se minimizan las pérdidas del mismo. La ecuación (4.66) muestra una expresión del diámetro que minimiza las pérdidas del tanque conocido el volumen (en m^3).

$$D = \sqrt[3]{\frac{4 * Volumen\ tanque}{\pi}} \quad (4.66)$$

4.4.4. Pérdidas de calor en el tanque de acumulación

Se considera que las tuberías presentan pérdidas despreciables frente al calor que debe entregarse en el primer efecto. Sin embargo, se consideran las pérdidas que ocurren en el tanque de acumulación. En ello se considera el manto del tanque y la tapa superior del mismo (A_{total}). La tapa de abajo se considera aislada.

El tanque tiene aislación con tal de poder reducir las pérdidas. La aislación se realiza por medio de perlita, cuya conductividad térmica “k” es de $0,02 \text{ W/m}^\circ\text{C}$. Por otro lado, el espesor (esp) de la aislación se considera en 5cm. Ahora, la expresión de la ecuación (4.67) permite estimar las

pérdidas de calor del tanque. En dicha expresión ΔT corresponde a la diferencia de temperatura entre el interior del tanque y la temperatura ambiente.

$$Q_{perdida} = \frac{k}{esp} * \Delta T * A_{total} \quad (4.67)$$

Incorporando en la ecuación (4.67) el área total se llega finalmente a la expresión de la ecuación (4.68).

$$Q_{perdida} = \frac{k}{esp} * \Delta T * \pi * D * [h + \frac{D}{4}] \quad (4.68)$$

4.4.5. Intercambiador de calor entre Acumulador y Campo solar

Este intercambiador como se mencionó en la sección 4.1.1 corresponde a uno de placas planas. Este debe permitir el paso del calor capturado por los colectores hacia el tanque de acumulación y de ahí a la planta de desalinización MES. Su operación será sólo durante las horas de sol, donde luego las válvulas de ese lado del sistema se cierran y la planta sólo opera con la acumulación del tanque.

Se tiene entonces que la energía que atraviesa este intercambiador de calor (ICsol) debe ser igual a la energía que usa la planta más las pérdidas. Sin embargo, como las horas de operación de la planta MES y del ICsol no son iguales se tiene que los calores son distintos y se relacionan según la ecuación (4.69). De esta forma se obtiene el calor que deben aportar los colectores solares durante su operación diaria, lo que permite obtener luego el área de colectores.

$$24 * (Q_{perdida} + Q_{in}) = \text{Horas de sol} * Q_{icsol} \quad (4.69)$$

4.4.6. Cálculo área de colectores solares

En este cálculo se hacen estimaciones sobre colectores cilindro-parabólicos existentes de la empresa Soltigua[43]. En particular, sobre el modelo PTMx-24, cuya vista frontal se muestra en la Figura 4.14 y cuyas especificaciones se presentan en la Tabla 4.4.2. Sobre ellos se ha estudiado la energía anual recolectada por este modelo de colector en cuatro lugares distintos del mundo a dos temperaturas de operaciones diferentes: 100°C y 200°C, cuyos datos se presentan en la Tabla 4.4.3.

Tabla 4.4.2 Especificaciones técnicas colector parabólico PTMx-24 [43].

Área colectora neta [m ²]	54
Ancho apertura [m]	2,4
Largo [m]	27,2
Fluido trabajo	Agua o aceite
Espejos	Vidrio temperado

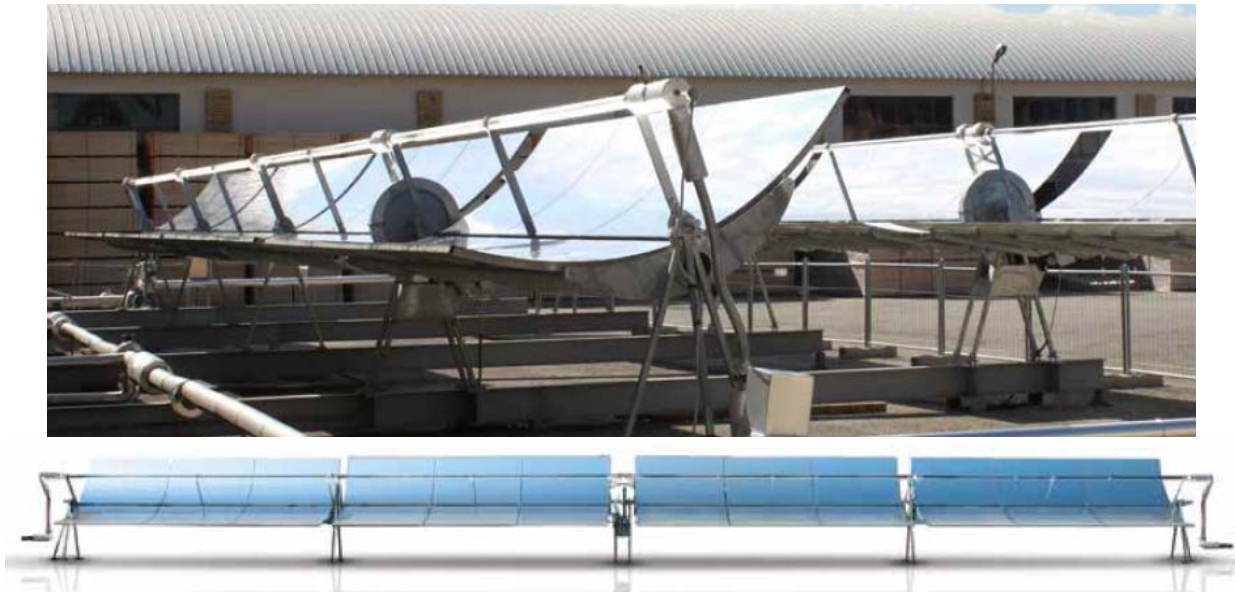


Figura 4.14 Vista de colector cilindro-parabólicos PTMx-24 [43].

Tabla 4.4.3 Energía captada por colector PTMx-24, en kWh/m² anuales [43].

Localidad Temperatura [°C]	Phoenix, Arizona (EEUU)	Johannesburgo, Sudáfrica	Alejandro, Egipto	Riyad, Arabia Saudita
100	1.434	1.239	1.291	1.396
200	1.293	1.135	1.150	1.263
Radiación promedio anual kWh/m ² día	- 5,73	- 5,49	- 5,87	- 5,78

Ahora, del programa “*Retscreen*” se extraen los promedios anuales de radiación diaria para cada una de las localidades mencionadas en la Tabla 4.4.3, datos que se muestran en la misma tabla. Con ello se puede estimar cual es el porcentaje de captación que tienen dichos colectores en relación a la energía que incide sobre ellos. Dichos porcentajes se presentan en la Tabla 4.4.4.

Tabla 4.4.4 Porcentaje de captación del colector PTMx-24 a las temperaturas de estudio (EP).

Lugar	100 °C	200°C
Phoenix, Arizona (EEUU)	68,56%	61,82%
Johannesburgo, Sudáfrica	61,83%	56,64%
Alejandro, Egipto	60,26%	53,67%
Riyad, Arabia Saudita	66,17%	59,87%
Promedio	64,21%	58,00%

En la Tabla 4.4.3 se puede observar que el porcentaje de eficiencia está por sobre el 60% para los 100°C de operación y sobre el 53% de eficiencia a los 200°C de operación. Por otro lado, en

todas las localidades la máxima diferencia de eficiencia es del orden del 8%. Luego, se toma un promedio de los datos a cada temperatura de operación y se toma ese valor como la eficiencia de los colectores. Ahora bien, para obtener la eficiencia del colector se interpola a la temperatura que se quiera evaluar entre 100°C y 200°C.

Finalmente, con la eficiencia del colector obtenida por interpolación y la radiación de la localidad se puede estimar la superficie colectora requerida para poder hacer funcionar el sistema.

5. Resultados y discusión

5.1. Zona de aplicación

De las que han sido seleccionadas para la posible aplicación de una planta solar térmica de desalinización por el método MES, se tiene que todas tienen radiaciones similares. En particular Tocopilla y Mejillones tienen las radiaciones promedio más altas, mientras que Caldera y Taltal presentan las menores. Luego se propone hacer un modelo sobre los tres sectores que presenten una radiación buena y que posean problemas de agua. Con ello se han elegido: Caldera, Chañaral y Mejillones.

Por otro lado, en la Tabla 5.1.1 se muestra las poblaciones estimadas al año 2014 en base al censo 2002 y 2012. Además se tiene que la razón de población de las localidades en estudio en relación a la población estimada de Mejillones, la cual va desde 1 para sí misma hasta de 2,57 veces la población de Mejillones para Tocopilla. Lo anterior sirve para relacionar una localidad con otra en relación a su población y, de forma más indirecta, la cantidad de agua que podrían requerir.

Tabla 5.1.1 Población real, estimada y relación entre ellas de las localidades seleccionadas (EP).

Lugar	Región	N° Habitantes (2002)	N° Habitantes (2012)	N° Habitantes (extrapolado 2002-2014)	N° Habitantes (extrapolado 2012-2014)	Razón en relación a Mejillones
Caldera	III	12.776	16.150	15.455	16.671	1,66
Chañaral	III	12.086	14.146	14.620	14.602	1,45
Taltal	II	9.564	13.493	11.570	13.928	1,38
Mejillones	II	7.825	9.752	9.466	10.066	1,00
Tocopilla	II	23.352	25.091	28.249	25.900	2,57

5.2. Creación, ajuste y validación del modelo

5.2.1. Validación

El modelo creado y mencionado en la sección 4.3 fue programado en Matlab según el algoritmo de la sección 4.3.4, cuyo código se presenta en el Anexo L. Ahora bien, debió ser ajustado y validado según datos existentes para poder llegar a un modelo razonable.

La planta piloto de desalinización ubicada en la Plataforma Solar de Almería, es una planta MES experimental de catorce efectos, con una producción de 72 m³/día aproximadamente y cuyo energía primaria la proveen una serie de colectores cilindro-parabólicos. En la Tabla 5.2.1 se presentan en detalle otros parámetros de operación de esta planta. Ahora, dicha planta fue modelada (en un paper) con un porcentaje de error bastante bajo en relación a la operación real de la misma [13].

Como se dijo, la planta piloto MED de Almería es una planta de apilamiento, tal como la que se ha elegido y formulado. Luego, es una base muy importante para ajustar y validar el modelo. Sin embargo, en la formulación de los balances se simplifica una estructura que mezcla los destilados de algunos efectos y los reinyecta en otras etapas para poder recuperar más energía. El proceso antes mencionado se realiza en la planta piloto de Almería, pero en el modelo presentado en esta memoria no se considera. Entonces, la eficiencia de la planta modelada aquí es un tanto menor que la de la plataforma, con lo que indicadores como el GOR deben ser un tanto menores que los de Almería o muy similares.

Tabla 5.2.1 Parámetros de planta MED de Almería [13].

Parámetro	Valor real medido	Valor modelo paper	Unidad
\dot{m}_{aa}	<u>7,957</u>	<u>7,936</u>	m ³ /h
\dot{m}_{aim}	14,558	15,558	m ³ /h
\dot{m}_{pr}	2,984	3,003	m ³ /h
\dot{m}_s	0,296	0,296	m ³ /h
N	14	14	efectos
T_{aim}	25	25	°C
X_{aa}	35.000	35.000	ppm
$T_{b,1}$	69	69	°C
$T_{b,N}$	36	36	°C
GOR	<u>9,7</u>	<u>10,2</u>	-
RR	<u>37,5</u>	<u>37,6</u>	%

Se realiza, entonces, la programación del modelo según lo expuesto en la sección 4.3 y se compara con los parámetros de la planta de la Plataforma solar de Almería, obteniendo así los valores mostrados en la Tabla 5.2.2. Aquí, el “Ajuste 1” obtiene el GOR y RR en una iteración, mientras que el “Ajuste 2” se itera varias veces según el algoritmo de la sección 4.3.4 variando sólo \dot{m}_{aa} hasta converger al RR deseado. En el primer ajuste con el flujo de agua de alimentación y todos los datos de Almería se llegó a un GOR de 7,815 y un RR de 10,8%. Ambos valores están por debajo de la planta real de la plataforma y, considerando que la planta diseñada aquí es un poco más ineficiente, así como que los valores están dentro de los órdenes de magnitud coherentes es una validación del modelo. Sin embargo no es un modelo físicamente posible, dado que \dot{m}_{aim} es menor que \dot{m}_{aa} . Por otro lado, el segundo ajuste que hace iterar el valor de \dot{m}_{aa} hasta converger a la razón de recuperación (RR) muestra un GOR de 10,224 con un flujo de agua de alimentación de 3,026 m³/h y de ingreso de agua de mar de 17,015 m³/h. Se presenta un error nulo en la tasa de recuperación RR, un error del 5,4% para el GOR (igual al modelo de Almería) y errores inferiores al 1% para \dot{m}_{aa} y \dot{m}_{pr} . En cuanto al agua de enfriamiento que entra al condensador, la diferencia asciende al 10,6%.

Tabla 5.2.2 Parámetros obtenidos del modelo propio y error porcentual con datos reales de Almería (EP).

Parámetro	Ajuste 1	Ajuste 2	Unidad	% error modelo propio y datos de Almería
\dot{m}_{aa}	<u>7,957</u>	<u>7,896</u>	m ³ /h	0,77%
\dot{m}_{aim}	<u>5,944</u>	<u>16,101</u>	m ³ /h	10,60%
\dot{m}_{pr}	2,984	2,9608	m ³ /h	0,78%
\dot{m}_s	0,296	0,296	m ³ /h	0,00%
N	14	14	efectos	-
T_{aim}	25	25	°C	-
X_{aa}	35.000	35.000	ppm	-
$T_{b,1}$	69	69	°C	-
$T_{b,N}$	36	36	°C	-
GOR	<u>7,815</u>	<u>10,224</u>	-	5,40%
RR	<u>10,8</u>	<u>37,5</u>	%	0,00%

Ahora, se modela otra planta MED pero de configuración convencional con termocompresor (formulación híbrida) que es más eficiente, la cual da un GOR mayor al número de etapas. Los parámetros de la planta Trapani, ubicada en Sicilia (Italia) se muestran en la Tabla 5.2.3.

Tabla 5.2.3 Parámetros de planta MED de Trapani [12].

Parámetro	Valor real	Valor modelo paper	Unidad
\dot{m}_{aa}	1262,4	1234,8	m ³ /h
\dot{m}_{pr}	378,72	370,44	m ³ /h
\dot{m}_s	22,500	22,500	m ³ /h
N	12	12	efectos
T_{aim}	25	25	°C
X_{aa}	35.000	35.000	ppm
$T_{b,1}$	62,2	62,2	°C
$T_{b,N}$	37	37	°C
GOR	16,7	16,47	-
RR	30	30	%

En la Tabla 5.2.4 se presentan los datos del modelo programado en la presente memoria con valores de entrada de la planta Trapani. Dichos valores se ajustaron por iteración hasta converger al porcentaje de transformación del 30%. Como se puede apreciar, los valores difieren de la planta real al modelo por apilamiento estudiado. Claramente lo anterior se debe a que ambas plantas son distintas, por lo que sus resultados en modelo son diferentes al real, incluido el GOR en esta discusión. Sin embargo, si se asumiera que dicha planta es MED por apilamiento, los indicadores caen dentro de los órdenes de magnitud esperados, ratificando otra vez el modelo.

Tabla 5.2.4 Parámetros del modelo programado (EP).

Parámetro	Ajuste	Unidad
\dot{m}_{aa}	727,154	m ³ /h
\dot{m}_{aim}	1.078,151	m ³ /h
\dot{m}_{pr}	218,146	m ³ /h
\dot{m}_s	22,500	m ³ /h
N	12	efectos
T_{aim}	25	°C
X_{aa}	35.000	ppm
$T_{b,1}$	62,2	°C
$T_{b,N}$	37	°C
GOR	9,695	-
RR	30	%

Otros aspectos que permiten validar el modelo son aspectos de sensibilidad. En el modelo hecho para la planta MED de la Plataforma Solar de Almería se analizaron distintas sensibilidades de las que destacan las mostradas en el Gráfico 5.1. Dichos gráficos se pueden comparar con los de sensibilidad mostrados en la sección 5.2.2 (en particular el Gráfico 5.2 y Gráfico 5.3), cuya tendencia y valores son similares. Lo anterior valida aún más el modelo.

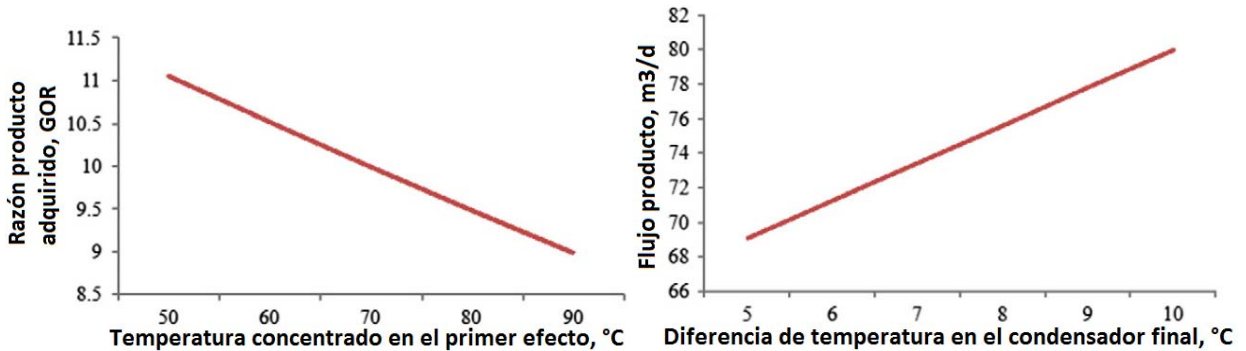


Gráfico 5.1 Sensibilidad de GOR v/s temperatura primer efecto y masa de destilado v/s diferencia de temperatura en condensador del modelo Almería [13].

5.2.2. Sensibilidad del modelo

Para esto se utilizó como base los datos de la planta MED de Almería y el algoritmo de iteración hasta converger al valor de la tasa de recuperación (RR) [véase sección 4.3.4]. Con esos primeros datos se tiene que la temperatura en cada efecto es decreciente como ya es sabido tal como se muestra en la Figura 5.1. Además, también se sabe que la masa de concentrado salino va disminuyendo efecto a efecto al evaporarse agua desde la misma, mientras que la concentración de sales aumenta como se puede apreciar en la Figura 5.2 y Figura 5.3 respectivamente.

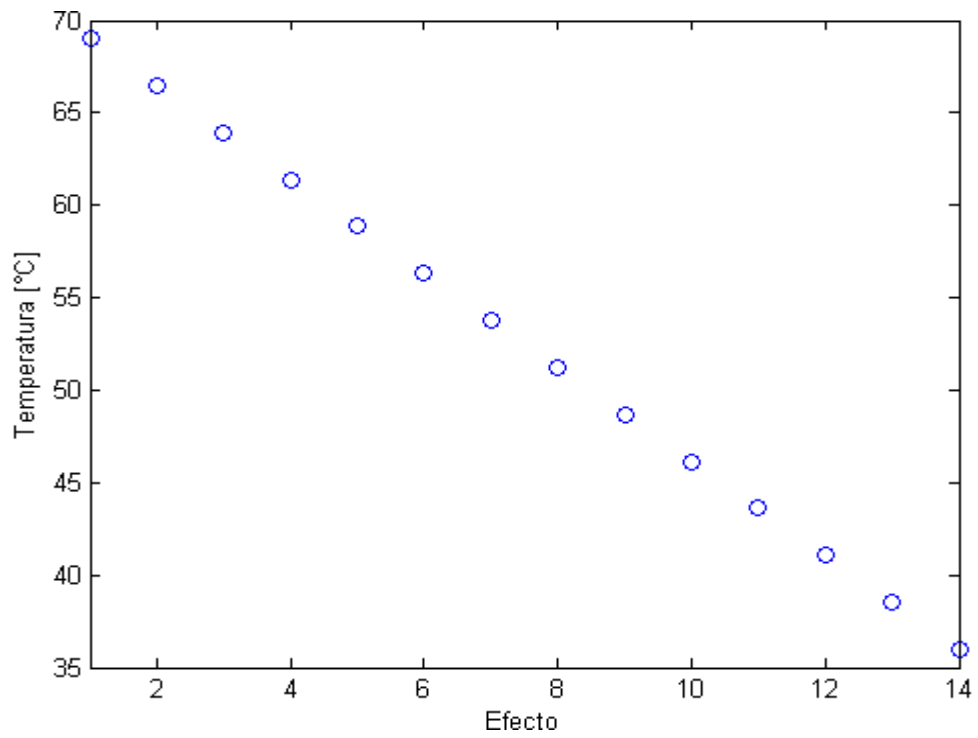


Figura 5.1 Temperatura de líquido y vapor en cada uno de los efectos (EP).

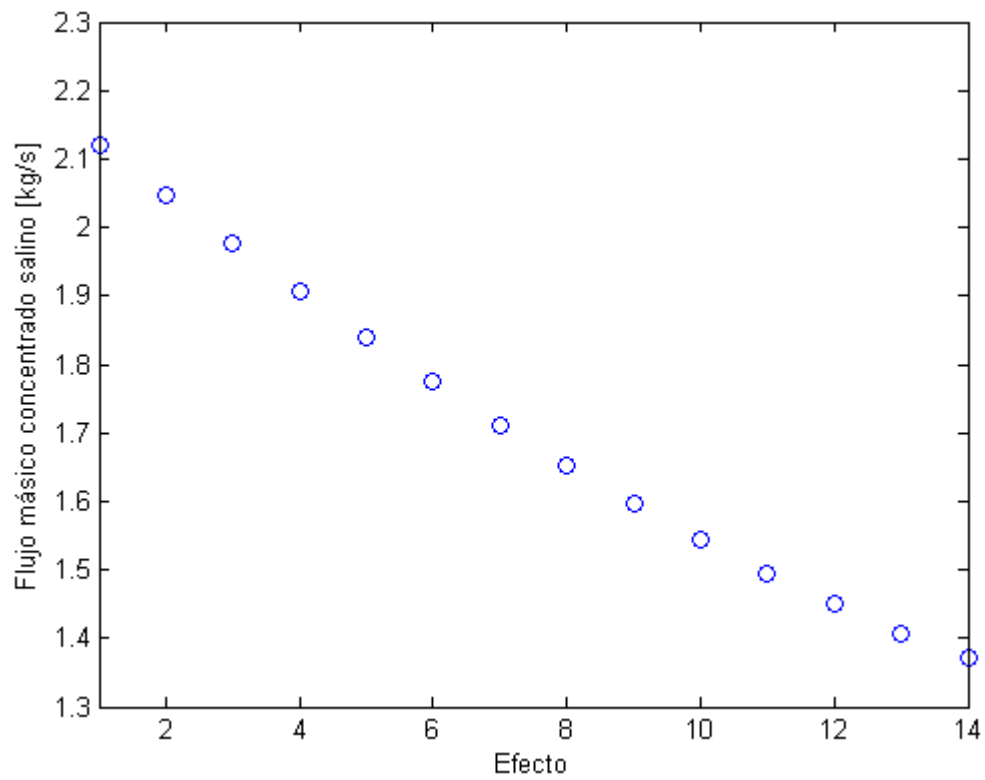


Figura 5.2 Flujo másico de concentrado salino producido en cada efecto (EP).

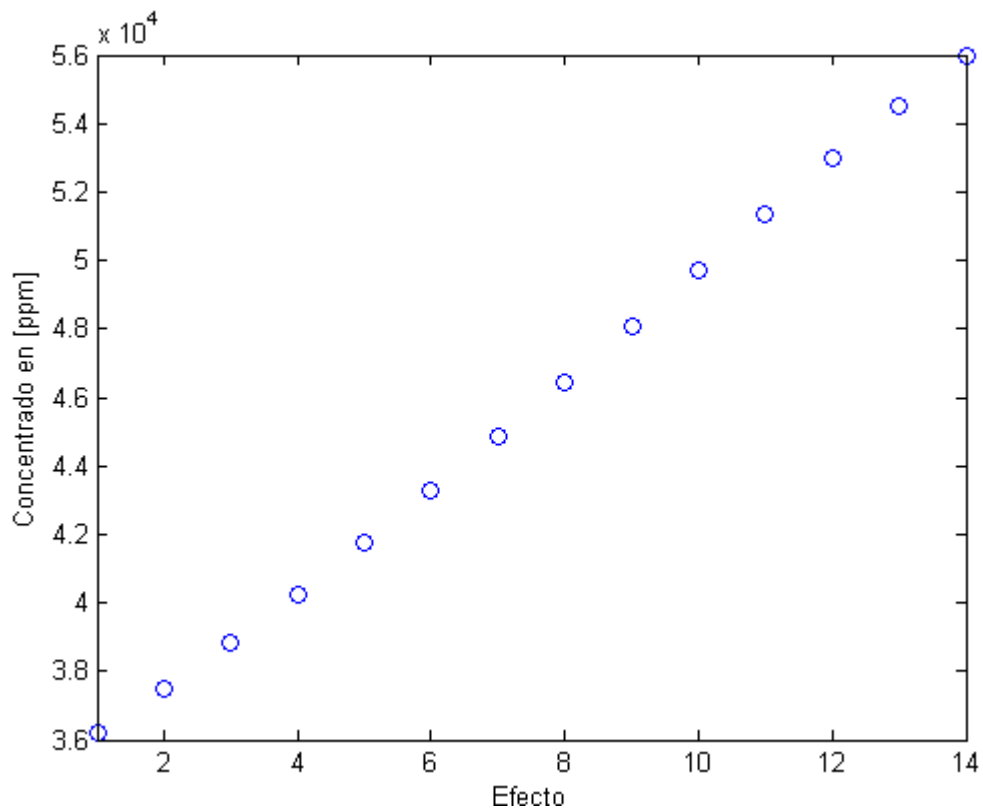


Figura 5.3 Concentración de sal en la salmuera al fondo en cada efecto (EP).

Por otro lado, el GOR y RR del modelo con datos de Almería (14 efectos) se muestra en la Tabla 5.2.5.

Tabla 5.2.5 Datos modelo para datos de Almería (EP).

Nº efectos	GOR	RR [%]	\dot{m}_{aa} [m ³ /día]	\dot{m}_{pr} [m ³ /día]
14	10,0029	37,5	189,49	71,06

Tabla 5.2.6 Sensibilidad al cambio en número de efectos, todo lo demás constante (EP).

Nº efectos	GOR	RR [%]	\dot{m}_{aa} [m ³ /día]	\dot{m}_{pr} [m ³ /día]
4	3,5260	37,5	66,80	25,05
6	5,0601	37,5	95,86	35,95
8	6,4627	37,5	122,43	45,91
10	7,7467	37,5	146,75	55,03
12	8,9235	37,5	169,05	63,39
14	10,0029	37,5	189,49	71,06
16	10,9936	37,5	208,26	78,09
18	11,9031	37,5	225,50	84,56
20	12,7382	37,5	241,32	90,49

Luego, se testea la sensibilidad del modelo variando la cantidad de efectos entre 4 y 20 manteniendo todos los otros parámetros de entrada iguales a los de Almería (véase Tabla 5.2.1). Los resultados para el GOR, RR, \dot{m}_{aa} y \dot{m}_{pr} se muestran en la Tabla 5.2.6 . En ella se aprecia que el GOR aumenta al aumentar el número de efectos tal como es de esperar en este tipo de planta. Sin embargo, mientras menos efectos se tienen, más cercano es el GOR al número de efectos. Por otro lado, es claro que al aumentar el número de efectos, se requiere de más agua de alimentación para producir más producto, hecho que también se evidencia en los datos de la misma tabla.

Tabla 5.2.7 Producto, agua de alimentación y GOR en función de la diferencia de temperatura en el condensador final (EP).

Diferencia T° condensador	GOR	\dot{m}_{aa} [m ³ /día]	\dot{m}_{aim} [m ³ /día]	\dot{m}_{pr} [m ³ /día]
4	9,277	175,755	568,737	65,907
5	9,507	180,109	482,233	67,539
6	9,749	184,680	425,719	69,255
7	10,003	189,492	386,424	71,060
8	10,271	194,564	357,955	72,963
9	10,553	199,921	336,796	74,970
10	10,852	205,580	320,812	77,091

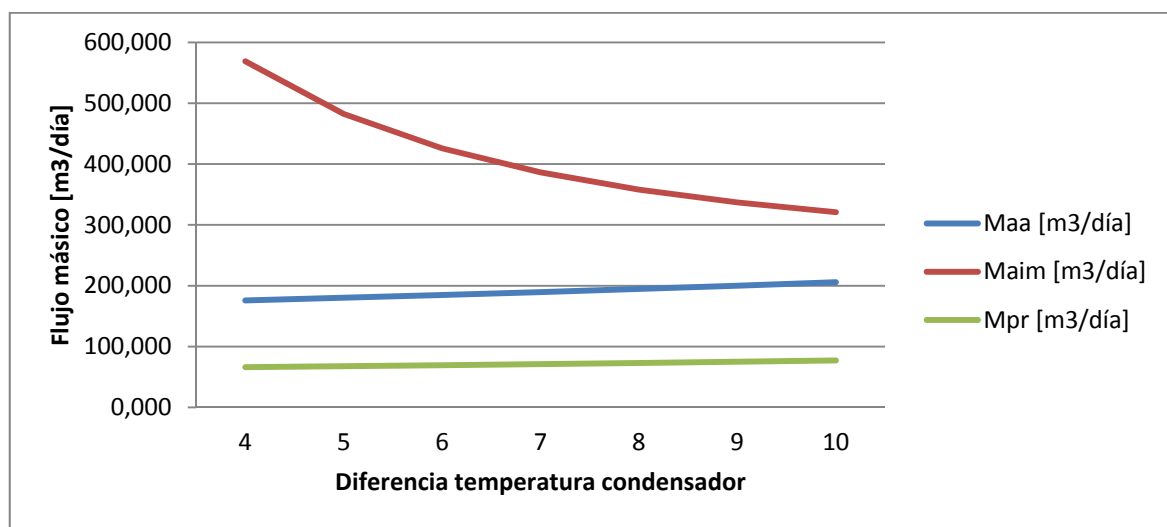


Gráfico 5.2 Sensibilidad de agua alimentación, agua ingreso de mar y de producto con la temperatura del condensador (EP).

En una primera instancia, se considera en el modelo que el agua de mar de enfriamiento en el condensador sólo sube su temperatura 7°C. Ahora, si esa diferencia de temperatura se varía manteniendo todo lo demás constante a los datos de Almería y esta vez con 14 efectos se analizará que ocurre. Los resultados para algunos parámetros relevantes se presentan en la Tabla 5.2.7. En ella se aprecia que tanto el GOR, \dot{m}_{aa} , y \dot{m}_{pr} aumentan al aumentar la diferencia de temperatura que sube el agua de mar al condensar el vapor al otro lado del condensador. Al aumentar de 5°C a 10°C, el GOR aumenta alrededor de un punto, mientras que la masa de producto y masa de agua de alimentación aumentan un 12,4%. Por otro lado, el agua de mar que ingresa al condensador (\dot{m}_{aim}) se ve reducida al aumentar la diferencia de temperatura en el mismo en un 33,4% al subir 5°C a 10°C esa diferencia. La forma visual de lo anterior está en el Gráfico 5.2. Es de esperarse que si se aumenta más la temperatura y la tendencia es la misma, exista un punto en el cual ambos flujos se crucen haciendo físicamente imposible el proceso. Lo anterior pues, el flujo de agua que ingresa al condensador debe ser mayor o igual al flujo de agua de alimentación y nunca menor.

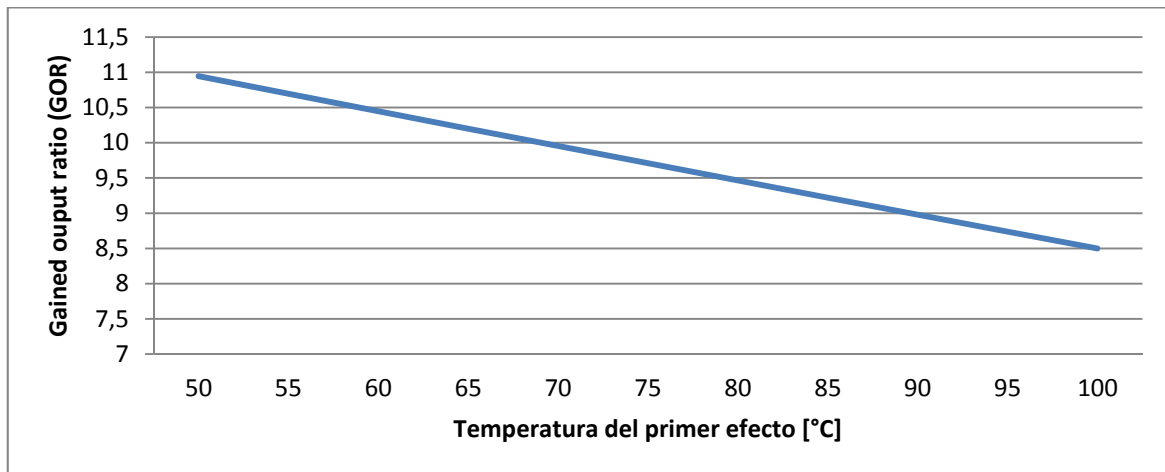


Gráfico 5.3 Gained output ratio (GOR) en función de la temperatura en el primer efecto. Todo lo demás constante (EP).

Ahora, se quiere ver la sensibilidad de la planta al variar sólo la temperatura del primer efecto sobre algunos parámetros como el GOR, \dot{m}_{aa} , \dot{m}_{aim} y \dot{m}_{pr} manteniendo todo lo demás constante y con la diferencia de temperatura del condensador en 7°C. En el Gráfico 5.3 se presenta el cambio en el GOR, el cual decrece al aumentar la temperatura del primer efecto variando desde 10,946 para 50°C hasta 8,498 para los 100°C. Por otro lado, el Gráfico 5.4 muestra como varían los otros tres parámetros anteriormente mencionados. Aquí se tiene que los tres decrecen al aumentar la temperatura del primer efecto.

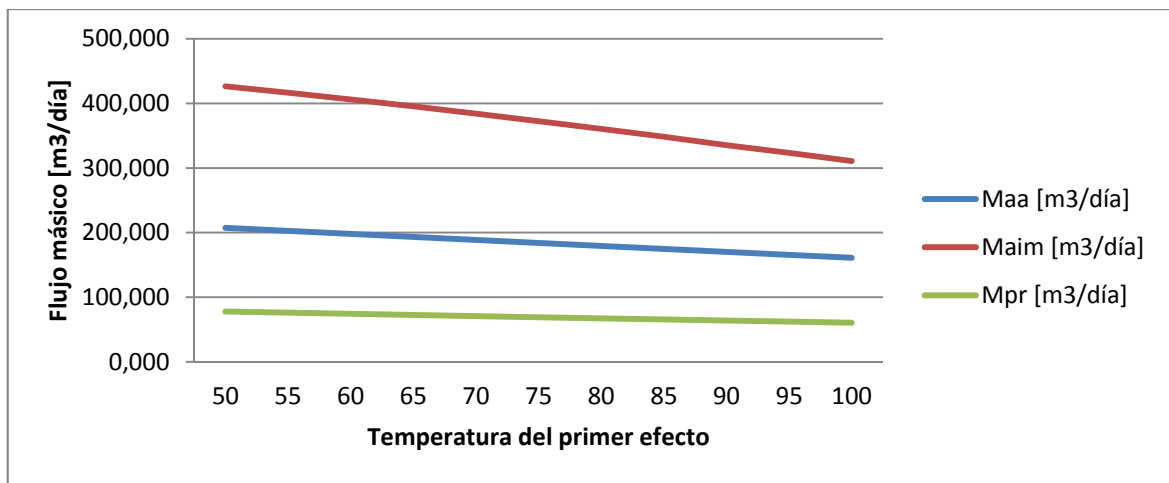


Gráfico 5.4 Sensibilidad de agua alimentación, agua ingreso de mar y de producto con la temperatura del primer efecto (EP).

Por otro lado, se ve la sensibilidad del modelo de la planta MED por apilamiento en relación a la temperatura del *steam* por sobre la temperatura del primer efecto (aun cuando se usa agua caliente en los modelos en Chile, existe la posibilidad de usar *steam*). Dentro de los supuestos vistos en bibliografía se tomó que dicha temperatura es 5°C mayor que la del primer efecto. Luego, se varió dicha diferencia de temperatura desde los 5°C hasta los 15°C para evaluar los cambios en los mismos parámetros mencionados en párrafos anteriores. En la Tabla 5.2.8 se aprecian los resultados de ese análisis, en la cual se ve que todos los parámetros disminuyen al aumentar la diferencia de temperatura entre el *steam* y la temperatura del primer efecto. Sin embargo, la disminución de ellos es muy baja para todos ellos. Luego, el modelo no es muy sensible a cambios en la temperatura del *steam*.

Tabla 5.2.8 Sensibilidad de GOR, agua alimentación, agua ingreso de mar y de producto con diferencia T_s y $T_{b,1}$ (EP).

Temperatura steam por sobre $T_{b,1}$	GOR	\dot{m}_{aa} [m³/día]	\dot{m}_{aim} [m³/día]	\dot{m}_{pr} [m³/día]
5	10,003	189,492	386,424	71,060
6	9,9921	189,294	386,001	70,984
7	9,9812	189,086	385,586	70,906
8	9,9703	188,879	385,163	70,829
9	9,9594	188,672	384,739	70,751
10	9,9484	188,464	384,316	70,674
11	9,9375	188,257	383,892	70,596
12	9,9265	188,050	383,469	70,518
13	9,9155	187,842	383,046	70,440
14	9,9045	187,626	382,622	70,361
15	9,8934	187,419	382,190	70,283

5.2.3. Áreas de intercambio térmico

Como se ha usado la planta solar de Almería para poder comparar y validar el modelo, es que se siguen con los datos de ella para comparar las áreas obtenidas. Luego, se consideran los datos de entrada iguales a los de la plataforma y se toma como referencia las áreas de intercambio de la planta real y su modelo (mostrados en la Tabla 5.2.9).

Tabla 5.2.9 Plataforma Solar de Almería. Comparación de modelo del paper y planta actual [13].

Área	Planta modelada	Planta actual
A_{pc} [m ²]	4,1	5
A_{ef} [m ²]	33,6	26,3
A_c [m ²]	13,1	18,3

Ahora, realizando el balance con los calores ya conocidos por balance de energía y masa, se determinan las áreas de cada pre-calentadores, cada efecto y del condensador final. Los resultados de ese balance, para el caso Almería, se presentan en las Figura 5.4 y Figura 5.5. Para el caso del condensador final, el área de intercambio obtenida resultó ser de 12,82 m². Mayor detalle en sus valores se presenta en la Tabla D.1 y Tabla D.3 de la sección anexos.

En las dos figuras mencionadas en el párrafo anterior se puede apreciar que todas las áreas de cada pre-calentador y cada efecto son distintas. En el caso del primer efecto este tiene un área de 15,43 m² (Figura 5.4). Por otro lado, el resto de los efectos va de un rango entre 33,22 m² y 23,95 m². En el caso de los pre-calentadores se tienen un rango que va desde 5,33 m² hasta 3,44 m².

Ahora bien, mandar a fabricar o comprar todos los equipos con área de intercambio diferentes es posible, pero no es económicamente lógico. Luego, se plantea reevaluar los balances de energía y masa de la planta imponiendo un área fija. En la sección 4.3.5.1 se muestra el desarrollo de este cambio, mientras aquí sólo se presentan los resultados asociados a ello. En la Tabla 5.2.10 se muestran las áreas promedios utilizadas para recalcular los balances. En ella se puede apreciar que el promedio de área de los efectos (descartando el primero) está entre el área de la octava y novena etapa (véase Figura 5.4). En cuanto al promedio de área de los pre-calentadores, este está entre las áreas del quinto y sexto pre-calentador (véase Figura 5.5).

Tabla 5.2.10 Áreas promedios impuestas para cada equipo del modelo (EP).

Equipo	Área [m ²]
Primer Efecto	15,43
Otros efectos	30,60
Pre-calentador	4,26
Condensador	12,82

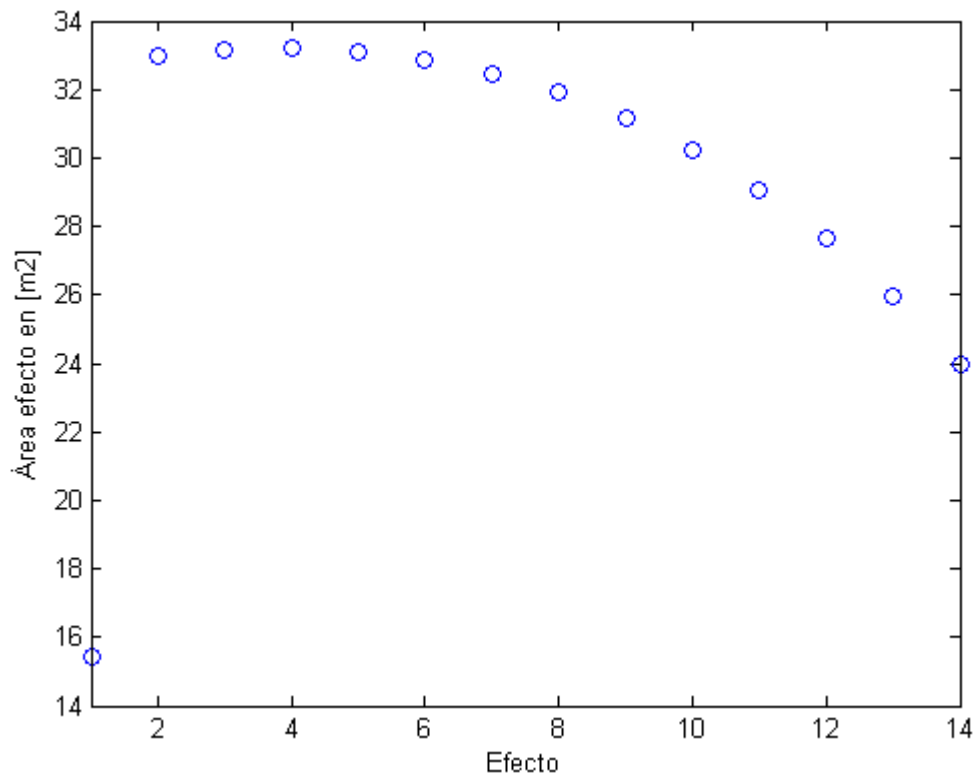


Figura 5.4 Área de intercambio térmico en cada efecto (EP).

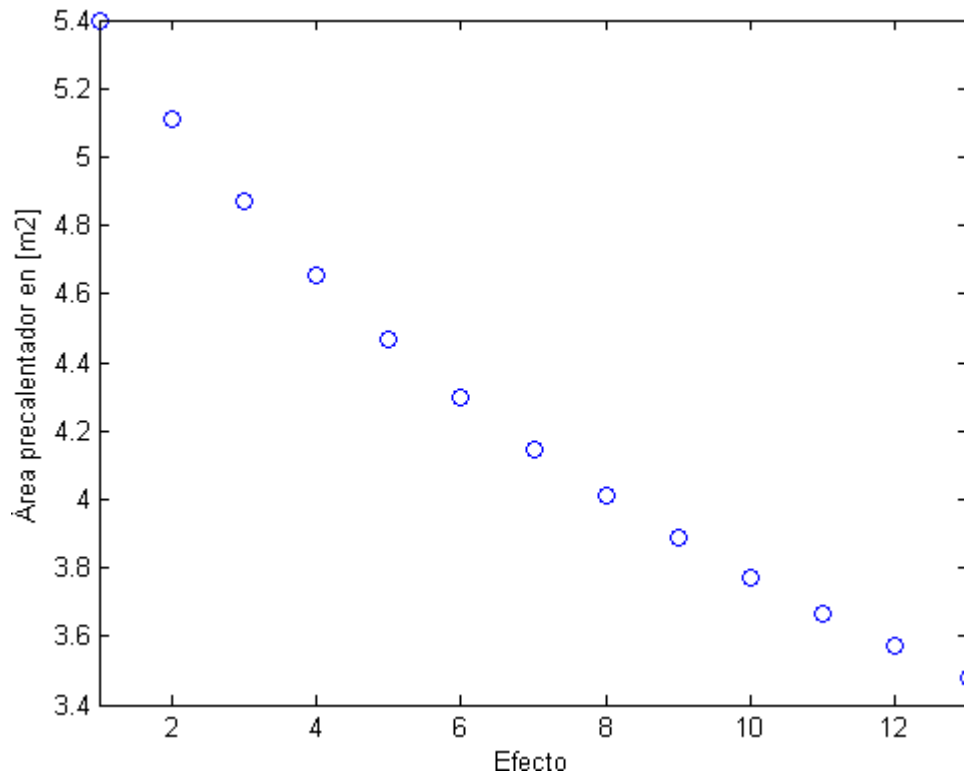


Figura 5.5 Área de intercambio térmico en cada pre-calentador (EP).

En el Gráfico 5.5 se muestra la variación existente por la T_{aa} en cada pre-calentador al pasar de áreas variables a área fija. Con ello, el máximo aumento de temperatura es en el primer y doceavo pre-calentador siendo de $0,5^{\circ}\text{C}$ aproximadamente. Mientras que, el menor aumento se presenta en el quinto y sexto pre-calentador como es de esperarse, dado que el área impuesta está cercana a las áreas originales que tenían estos equipos. Por otro lado, la temperatura del agua que ingresa al último pre-calentador está impuesta y es la misma para ambos casos, luego es de esperarse que la variación sea 0°C . Un detalle de lo expuesto se presenta en la Tabla D.2.

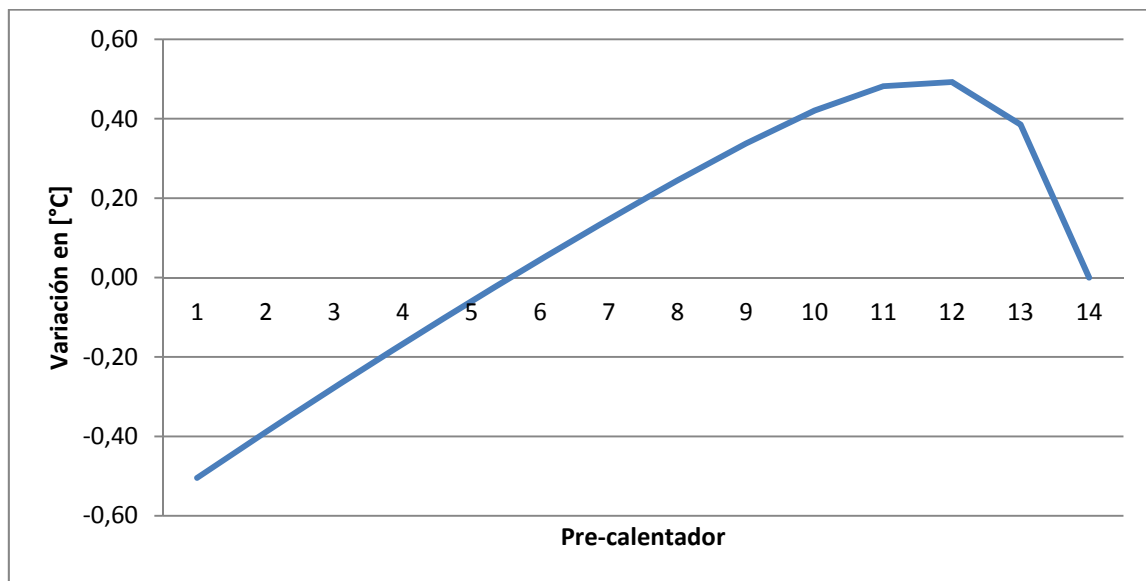


Gráfico 5.5 Variación de temperatura del agua de alimentación con y sin área variable (EP).

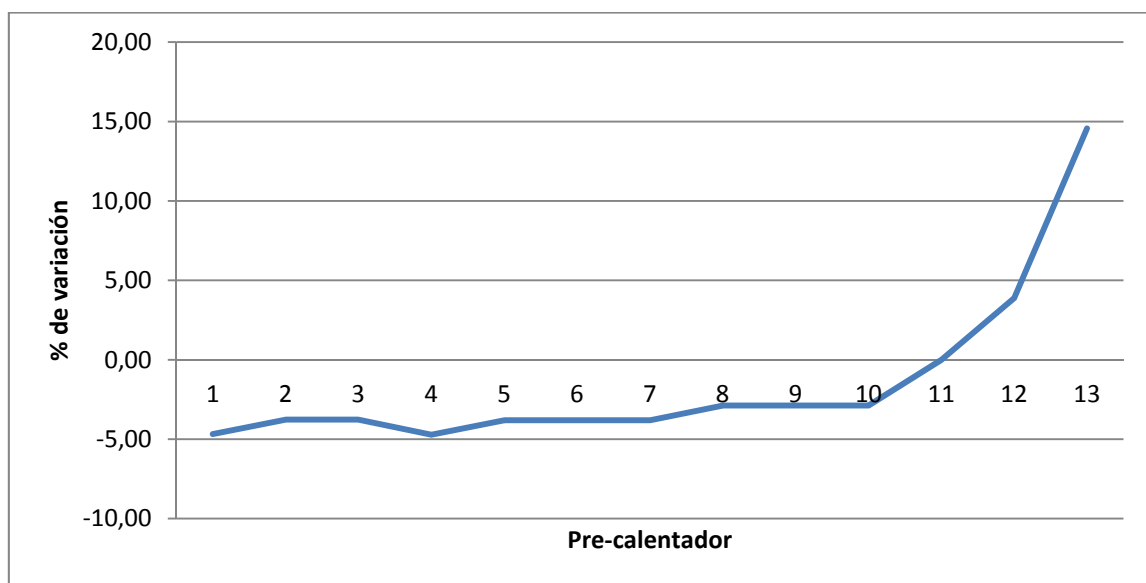


Gráfico 5.6 Porcentaje de variación de flujo de vapor que se condensa en pre-calentador \dot{m}_{vc} (EP).

En el Gráfico 5.6 se aprecia el porcentaje de cambio de la masa de vapor que se condensa por el exterior de los tubos de los pre-calentadores. Se tiene una disminución del flujo en un 5% máximo aproximadamente en los primeros equipos, mientras que luego del décimo, existe un aumento substancial llegando a un aumento del 14% en el treceavo pre-calentador haciendo que se compense un poco la baja inicial. El detalle del gráfico está en la Tabla D.4.

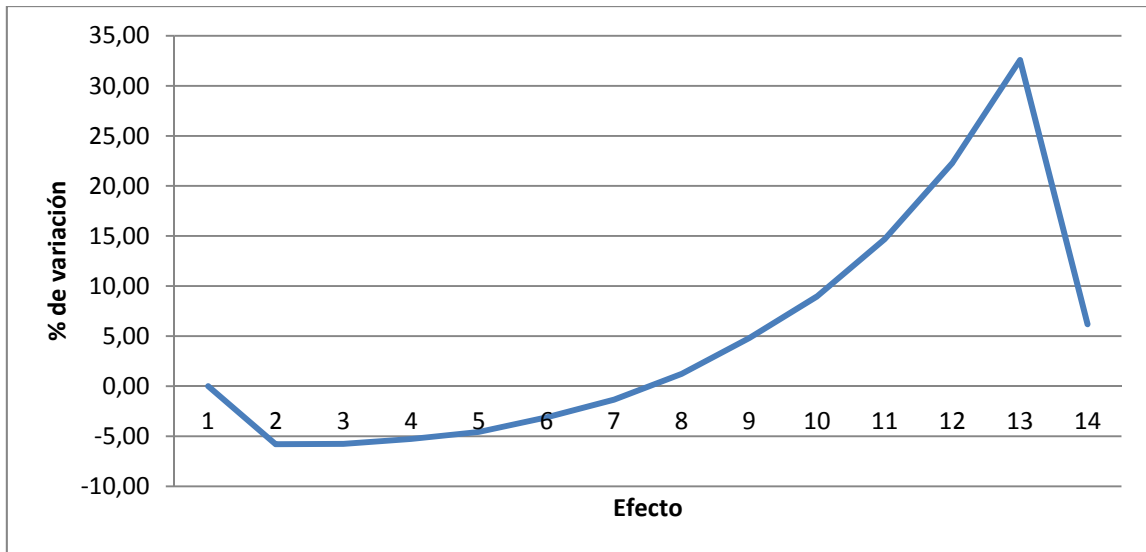


Gráfico 5.7 Porcentaje de variación de flujo de vapor que se condensa al interior de los tubos de efectos \dot{m}_v (EP).

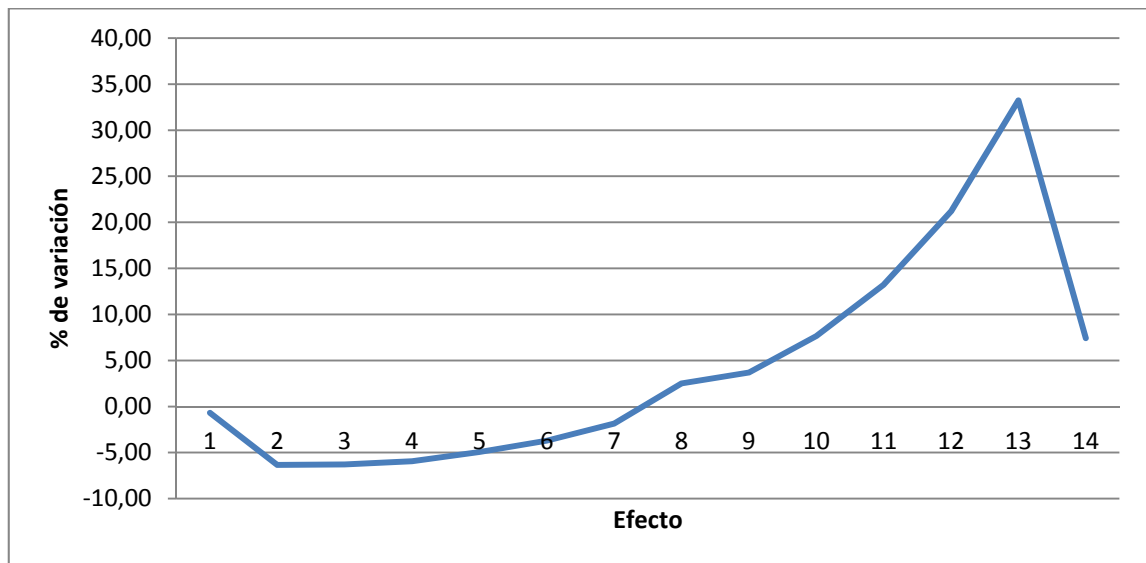


Gráfico 5.8 Porcentaje de variación de flujo de vapor evaporado en los efectos \dot{m}_{ve} (EP).

Una disminución con un máximo un poco superior al 5% se presentan en los primeros efectos para \dot{m}_v , según se muestra en el Gráfico 5.7. Luego del séptimo efecto se ve un aumento en el flujo en relación a tener áreas distintas llegando a una diferencia máxima del 32,58% para el treceavo efecto. El flujo de vapor del efecto catorce corresponde al vapor que se evapora en dicha

etapa más lo que se flashea y se condensa en el condensador final. Este flujo no presenta un gran aumento en relación a otros efectos. Sin embargo, la tendencia de que existe una disminución en el flujo generado, pasando por un umbral luego del cual existe un aumento de la masa, se mantiene. El Gráfico 5.8 para \dot{m}_{ve} muestra exactamente la misma tendencia y prácticamente la misma variación que \dot{m}_v . El detalle de ambos gráficos se presenta en la Tabla D.5 y Tabla D.6.

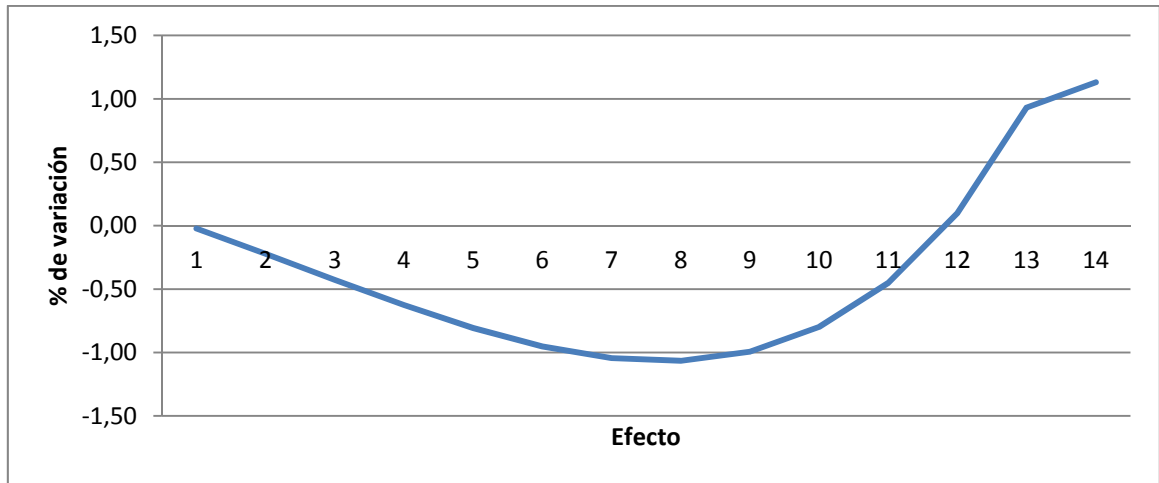


Gráfico 5.9 Porcentaje de variación del concentrado salino en los efectos S_b (EP).

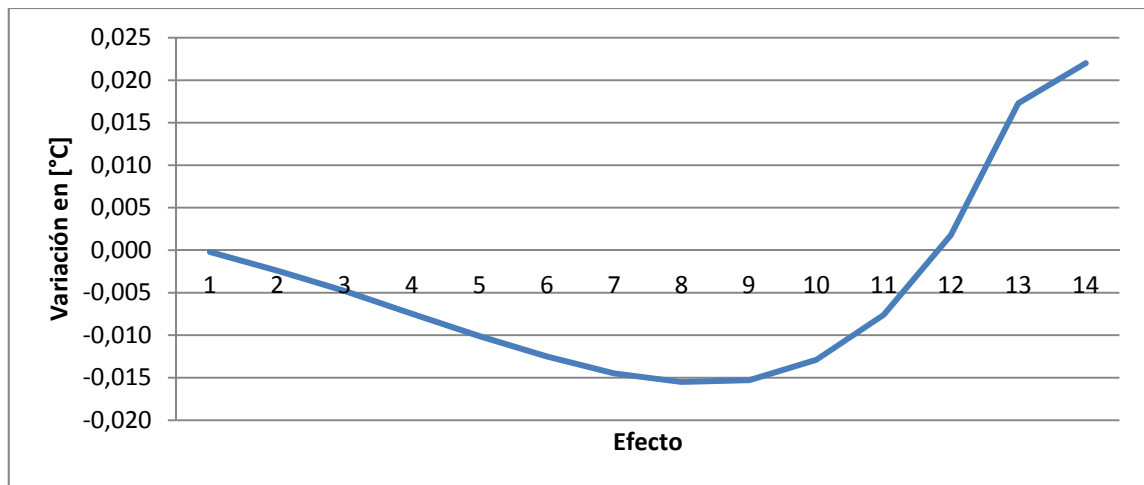


Gráfico 5.10 Variación del *boiling point elevation* (BPE) (EP).

El Gráfico 5.9 muestra el porcentaje de variación del concentrado salino que deja cada efecto (S_b). Se puede apreciar la misma tendencia de que por un lado existe un aumento, en este caso de la concentración, y luego de pasar un cierto efecto se tienen una disminución. En particular, con el concentrado se experimente una disminución del mismo con un máximo del 1% aproximadamente y luego de pasar el onceavo efecto se produce un aumento en la concentración compensando un poco. Relacionado con la concentración salina está el aumento de temperatura por presencia de cales (BPE). Su tendencia es igual como se aprecia en el Gráfico 5.10. Sin

embargo, la diferencia máxima de temperatura entre el BPE con áreas variables y el BPE con área fija es de 0,022°C. Luego y dado que variaciones en temperatura sobre el segundo decimal no son relevantes se considera que no existe un cambio real en este factor, por lo que el supuesto de mantener la temperatura de vapor y de los efectos se ratifica. Ahora, el detalle de estos dos gráficos se muestra en la Tabla D.7 y Tabla D.8.

Tabla 5.2.11 Variaciones de otros parámetros al imponer área fija (EP).

	Área no fija	Área fija	%/delta
\dot{m}_{pr} [kg/s]	0,82	0,84	1,86
<i>GOR</i>	10,002	10,19	1,86
<i>RR</i> [%]	37,5	38,2	1,87
\dot{m}_{aim} [kg/s]	4,47	4,62	3,28
\dot{m}_{avm} [kg/s]	2,28	2,423	6,45
T_{dfinal} [°C]	48,14	47,55	0,59

Nota: En la Tabla 5.2.11 sólo T_{dfinal} es delta. Todos los restantes son variación en %.

Se puede decir que el promedio de áreas tanto en pre-calentadores como en efectos se encuentra entre el máximo y el mínimo de cada uno respectivamente. Dado que esto ocurre, es de esperarse que las variaciones de flujo disminuyan en algunos equipos, pero sean mayores en otros logrando una compensación. El hecho anterior se puede apreciar en distintas gráficas como se comentó con anterioridad. Ahora bien, esta compensación es al fin de cuentas favorable al imponer áreas fijas. Esto, pues como se puede ver en la Tabla 5.2.11 se presenta un aumento del 1,86%, que en este caso (con los datos de Almería) significa poder suplir la demanda de unas 13 personas más (considerando 100 lt/día por persona recomendado por la ONU [16]).

5.3. Casos de estudio

5.3.1. Parámetros de operación de las plantas

5.3.1.1. Planta MES

Dado que las temperaturas del primer y último efecto son idénticas para todas las plantas diseñadas, se tiene que la temperatura y presión en cada uno de los efectos son los mismos para todas ellas. En la Figura 5.6 se presenta la temperatura en cada uno de los catorce efectos de las plantas de desalinización MES. El detalle de las temperaturas y presión de cada efecto se presentan en la Tabla 5.3.1. En ella se tiene que la presión más alta es de 0,32 bar aproximadamente y la más baja de 0,043 bar, ambas sub-atmosféricas.

Tabla 5.3.1 Temperatura y presión en cada efecto de en casos de estudio en Chile (EP).

Efecto	1	2	3	4	5	6	7
T° efecto [°C]	70,00	66,92	63,85	60,77	57,69	54,62	51,54
P efecto [Bar]	0,316	0,276	0,241	0,209	0,182	0,157	0,135
Efecto	8	9	10	11	12	13	14
T° efecto [°C]	48,46	45,38	42,31	39,23	36,15	33,08	30,00
P efecto [Bar]	0,116	0,099	0,085	0,072	0,061	0,051	0,043

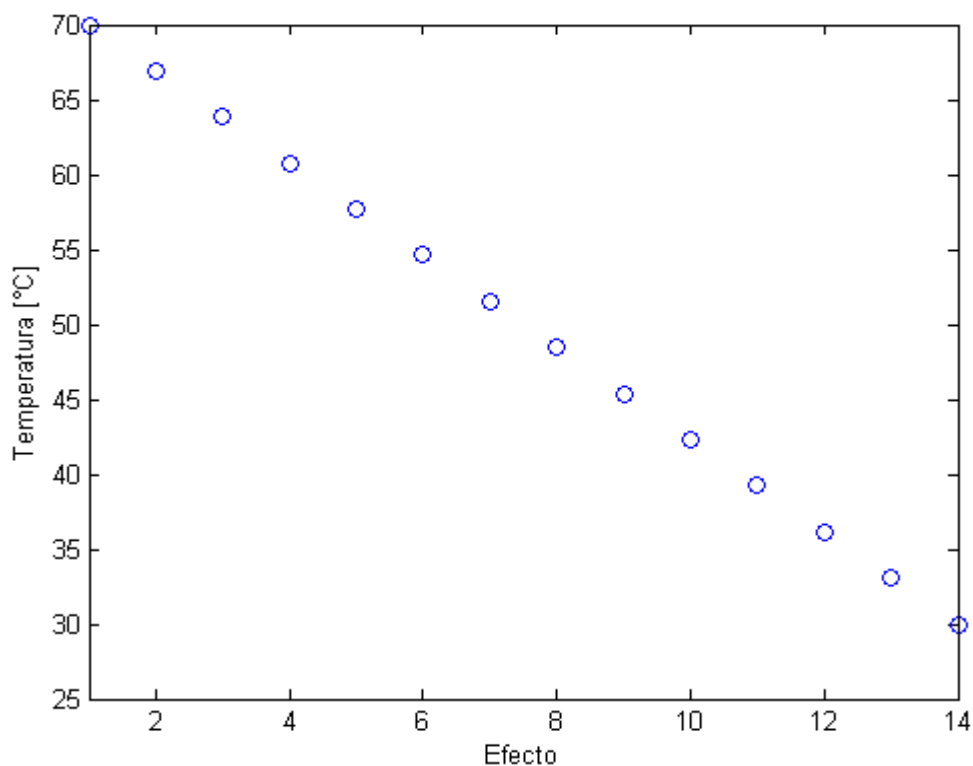


Figura 5.6 Temperatura en cada efecto en casos de estudio en Chile (EP).

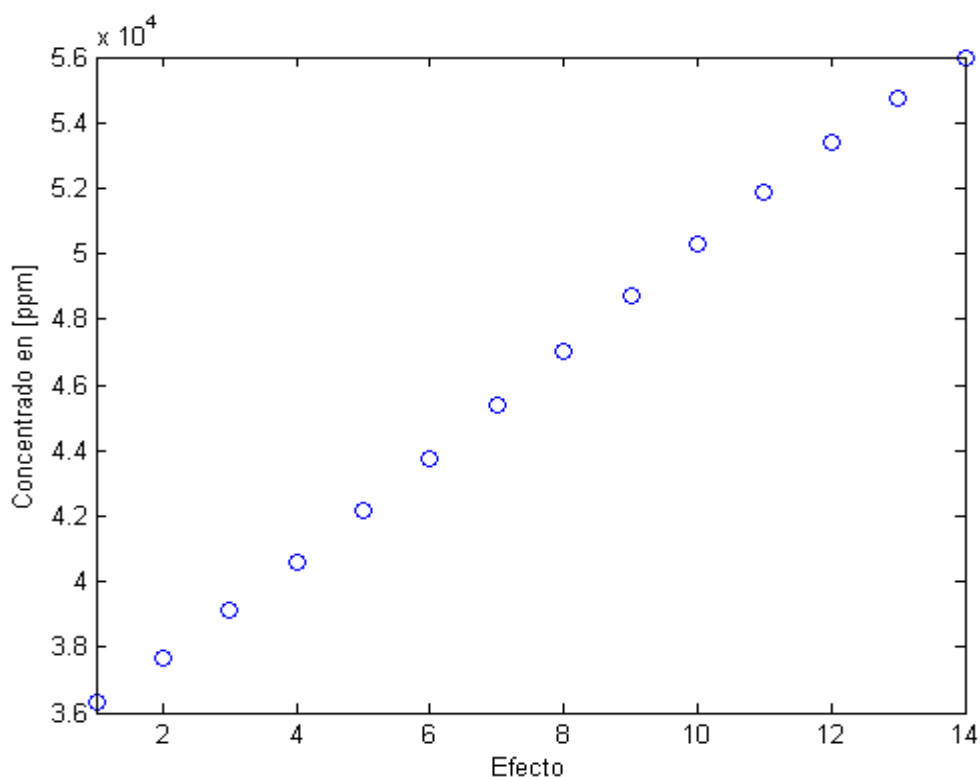


Figura 5.7 Concentración del a especie salina en cada efecto (EP).

Por otro lado y de igual forma, la concentración de la especie salina en cada uno de los efectos es la misma para las tres plantas, aun cuando los flujos másicos que se tratan son diferentes. Esta concentración tiene un rango que empieza con 35.000 ppm antes de entrar al primer efecto, pasa por 36.288 ppm en el primer efecto y termina con 56.731 ppm en el último efecto.

Tabla 5.3.2 Algunos parámetros importantes para cada planta en Chile (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral
GOR	9,7066	9,7066	9,7066
RR	38,31%	38,31%	38,31%
\dot{m}_{pm} [m3/día]	1.006,6	1.667,1	1.460,2
\dot{m}_{pr} [m3/día]	1.018,7	1.690,1	1.481,7
\dot{m}_{aa} [m3/día]	2.659,4	4.412,2	3.868,3
\dot{m}_{aim} [m3/día]	5.994,0	8.913,0	7.814,2
\dot{m}_{avm} [m3/día]	3.334,6	4.500,8	3.945,9
T_d [°C]	44,53	44,53	44,53

En la Tabla 5.3.2 se presentan algunos parámetros importantes de la planta para cada una de las tres localidades de estudio. El GOR es de 9,71 aproximadamente y la tasa de recuperación (RR) del 38,31%, y son iguales para las tres plantas. Lo anterior, dado que todos los parámetros de entrada de las plantas son idénticos a excepción de la meta a producir y el flujo del fluido que da

el input de calor. Se presentan también el flujo de agua meta (\dot{m}_{pm}) a producir y el flujo real producido según el modelo (\dot{m}_{pr}). Este último se ajusta para que sea un tanto superior a la meta a producir. Se aprecia que Caldera es la planta que más producto genera (1.690 m³/día) y con ello requiere más flujo que entre al condensador (\dot{m}_{aim}) y de agua de alimentación (\dot{m}_{aa}). Por otro lado, Mejillones es la planta más pequeña en capacidad de generación (1.018 m³/día) y es aquella que requiere menos flujos para funcionar.

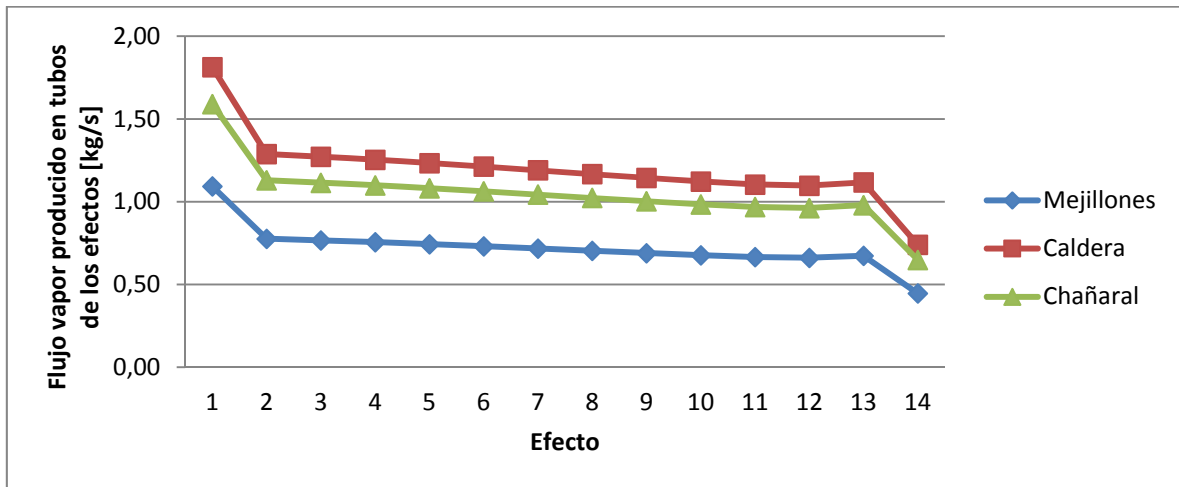


Gráfico 5.11 Flujo de vapor producido en el exterior de los tubos (\dot{m}_{ve}) por efecto para los casos en Chile (EP).

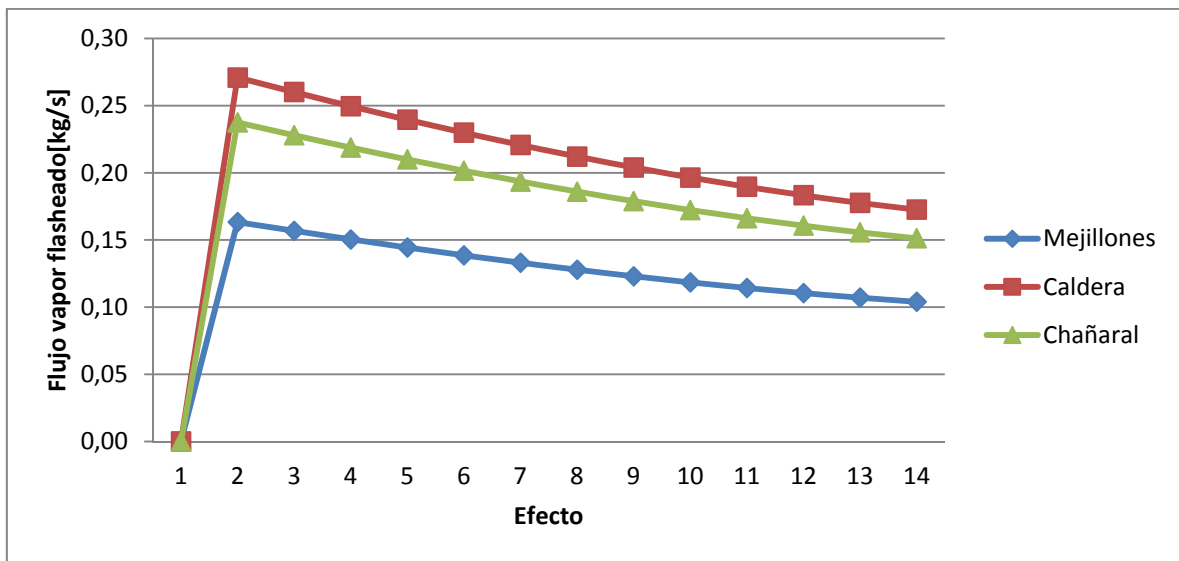


Gráfico 5.12 Flujo vapor flasheado (\dot{m}_{vf}) por efecto para los casos de estudio en Chile (EP).

El Gráfico 5.11 muestra el flujo másico de vapor que se evapora en cada efecto al entrar en contacto el agua de mar con el intercambiador de calor de la etapa. Se ve una tendencia decreciente efecto a efecto. Ahora, la Planta Caldera es la que tiene los flujos más altos mientras que la Planta Mejillones es la que tienen los flujos menores. Calza lo anterior con el tema de las producciones, a mayor producción mayores los flujos másicos que se mueven. A pesar de lo

anterior, la tendencia para las tres plantas es exactamente la misma. Ahora bien, en el mismo gráfico, el primer efecto tiene un salto evidente en el flujo. Ello pues no existe vapor flasheado en esa etapa y todo el vapor que se genera es por el intercambiador de calor del efecto. Luego una parte de ese vapor se condensa en el primer pre-calentador reduciendo la tasa de vapor que puede condensarse dentro de los tubos del IC del efecto, reduciendo así el vapor que se evapora en la segunda etapa. Por otro lado, en el último efecto se produce un aumento en el vapor que se condensa en los pre-calentadores (como muestra el Gráfico 5.15) y con ello se explica la caída de flujo que presenta el vapor evaporado en el IC del último efecto.

En el Gráfico 5.13 se ve el flujo del concentrado salino al pasar efecto a efecto. Al formarse vapor que se desprende del agua de mar al pasar por las etapas, la masa del concentrado salino va disminuyendo tal como se aprecia en la figura. Nuevamente la tendencia de las tres plantas es la misma, Planta Caldera es la que mueve los flujos más altos y Mejillones los menores. Ahora como este flujo decrece efecto a efecto, el flujo flasheado por etapa también decrece como lo indica el Gráfico 5.12 (véase ecuación (4.26)). Se recuerda al lector que en el primer efecto no hay vapor flasheado pues la temperatura del agua de alimentación es en promedio de 67°C, y la del primer efecto es de 70°C.

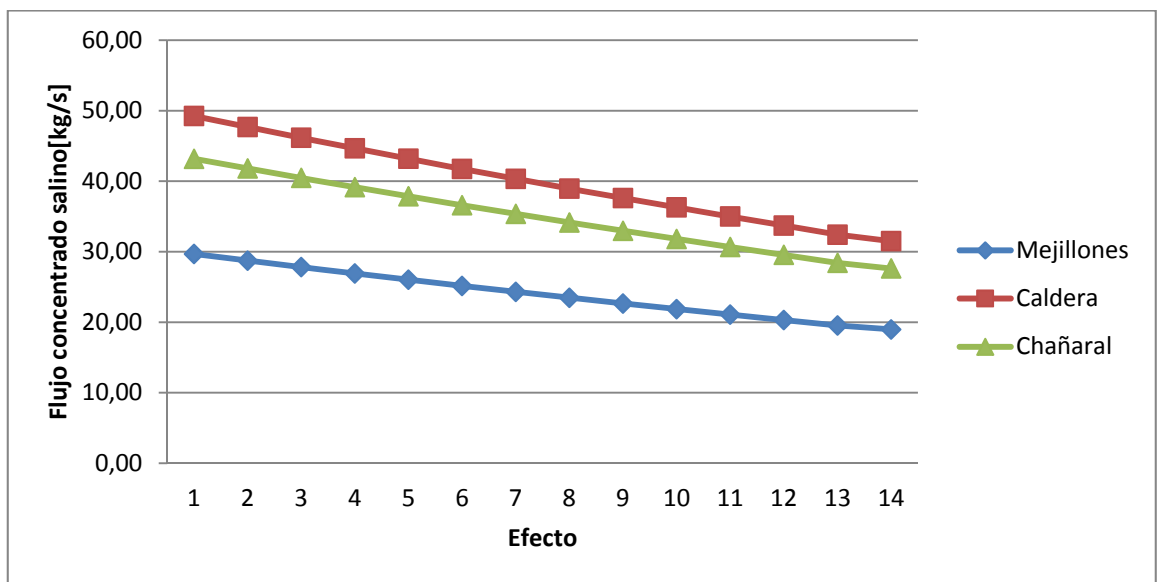


Gráfico 5.13 Flujo concentrado salino (*brine*) por efecto (\dot{m}_b) para los casos de estudio en Chile (EP).

El flujo de vapor que se condensa en el interior de los tubos de los efectos se reduce etapa a etapa, según se aprecia en el Gráfico 5.14. Decrece desde 1,53 kg/s hasta 0,91 kg/s para Caldera, de 1,34 kg/s a 0,8 kg/s para Chañaral y de 0,92 kg/s a 0,55 kg/s para Mejillones. Se presenta una tendencia igual para las tres plantas y se repite el hecho de que la planta con menor producción es aquella que presentan los flujos más bajos y viceversa.

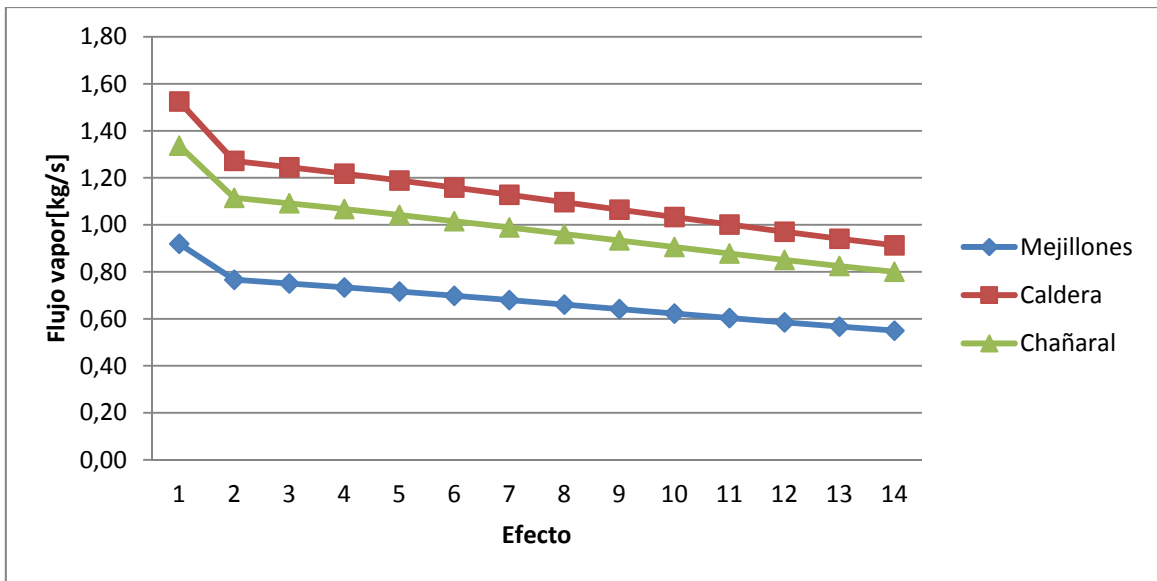


Gráfico 5.14 Flujo vapor condensado en el interior de los tubos, en cada efecto (\dot{m}_v), para los casos de estudio en Chile (EP).

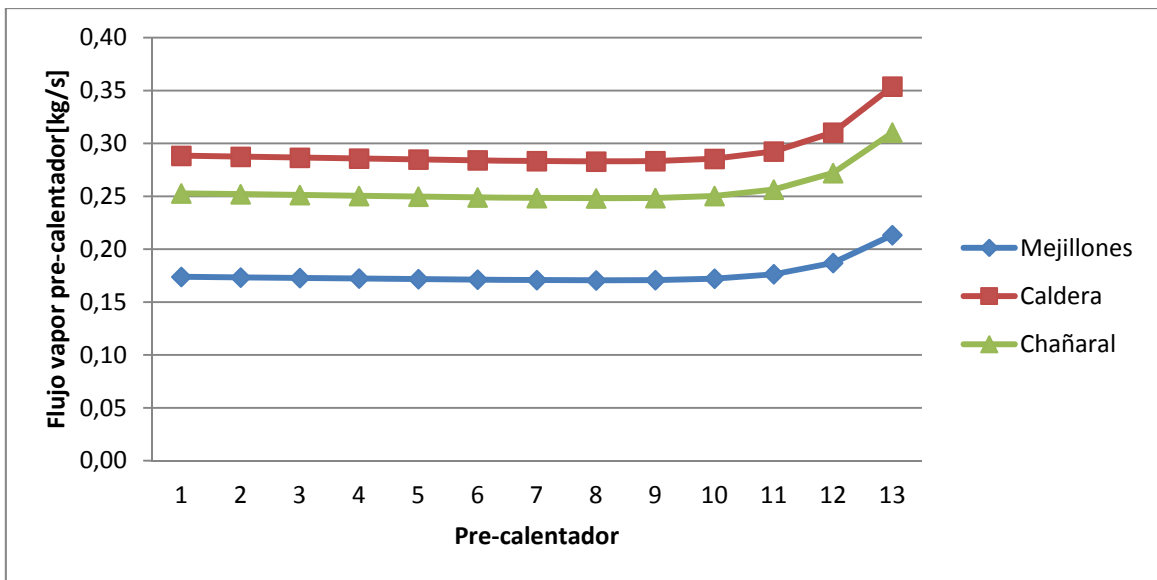


Gráfico 5.15 Flujo vapor condensado en pre-calentadores (\dot{m}_{vc}) para los casos de estudio en Chile (EP).

En el Gráfico 5.15 se muestra el flujo de vapor que se condensa en los pre-calentadores. Se aprecia una curva horizontal con un aumento en los últimos efectos. Esto se debe a que al pre-calentar el agua de mar, el delta al principio es de 4°C , luego de $3,5^{\circ}\text{C}$ seguido por un delta de $3,3^{\circ}\text{C}$ y uno de $3,2^{\circ}\text{C}$. Posteriormente este delta se estabiliza en unos $3,1^{\circ}\text{C}$ aproximadamente para todos los pre-calentadores, hecho que explica lo horizontal de la curva en ellos.

Existe entonces una tendencia: las plantas que tienen una capacidad de producción más pequeña presentan flujos máscicos más pequeños y viceversa. En particular, Planta Caldera y Planta Chañaral tienen capacidades de producción cercanas siendo de $1.690 \text{ m}^3/\text{día}$ y $1.481 \text{ m}^3/\text{día}$

respectivamente, mientras que Mejillones tienen una capacidad de 1.018 m³/día. Ello explica la mayor cercanía en las curvas de Caldera y Chañaral de todas las gráficas antes mostradas.

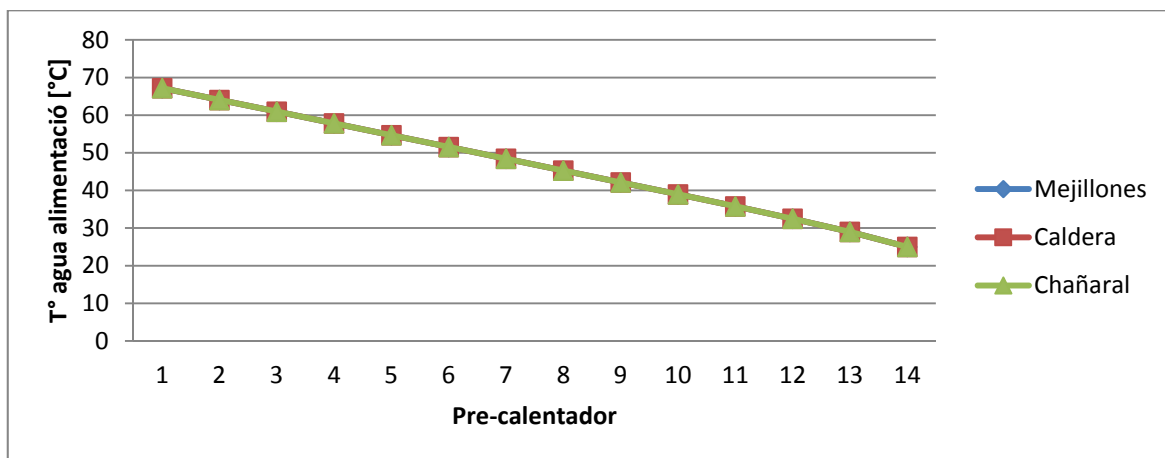


Gráfico 5.16 Temperatura del agua de alimentación al pasar por los pre-calentadores (EP).

Por otro lado, las temperaturas de agua de mar que se precalienta en los pre-calentadores son idénticas para todas las plantas como se ve en el Gráfico 5.16. Ella va desde los 25°C en el último pre-calentador y de ahí aumenta su temperatura hasta los 67,2°C aproximadamente, temperatura con la cual ingresa el primer efecto.

Un detalle de todos los valores de flujos y temperatura antes mencionados se presentan en la Tabla G.1 de la sección anexos.

Existen dos flujos de agua que deben devolverse al mar: el agua de mar con una concentración de 35.000 ppm (\dot{m}_{avm}) y el concentrado salino de 56.731 ppm de la última etapa ($\dot{m}_{b,N}$). En la Tabla 5.3.3 se presentan los parámetros de masa, concentración salina y temperatura de estos dos flujos mencionados. Ellos se mezclan antes de ser devueltos al mar por medio de un emisario. Lo anterior para lograr dos efectos: disminuir la temperatura del agua y reducir la concentración salina. De esta forma, la temperatura de devolución del agua de mar en cada planta es de 26,9°C cumpliendo con el decreto D.S. N°90/00. En cuanto a la concentración salina, esta se devuelve al mar con 43.189 ppm, siendo mucho menor a las 56.000 ppm antes de mezclar pero aun alta, por lo que por medio de difusores se puede lograr mezclar bien cuando se entregue al mar.

Tabla 5.3.3 Masa, concentración y temperatura de devolución al mar (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral
\dot{m}_{avm} [m ³ /día]	3.334,6	4.500,8	3.945,9
T_{avm} [°C]	25,00	25,00	25,00
S_b [ppm]	35.000	35.000	35.000
$\dot{m}_{b,N}$ [m ³ /día]	1.640,7	2.722,1	2.386,5
$T_{b,N}$ [°C]	30,00	30,00	30,00

S_b [ppm]	56.731	56.731	56.731
\dot{m}_{total} [m ³ /día]	4.975,3	7.222,9	6.332,4
$T_{al\ mar}$ [°C]	26,88	26,88	26,88
S_b [ppm]	43.189,8	43.189,8	43.189,8

5.3.1.2. Acumulación y campo solar

En la Tabla 5.3.4 se presentan los calores más importantes en la planta desalinizadora: el calor que debe entregarse al primer efecto (Q_{in}), las pérdidas del tanque de acumulación (Q_{perd}) y el calor que debe pasar por el intercambiador de calor de placas planas entre acumulación y el campo solar (Q_{ic}). Éste último surge según se menciona en la sección 4.4.5, es el calor equivalente a Q_{total} pero que se da sólo en las horas de sol, luego es variable durante el año, sin embargo se presenta para invierno y verano, cuando existen unas 10 y 12 horas de sol aproximadamente.

Tabla 5.3.4 Calores importantes en las plantas (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral
Q_{in} [kW]	2.837,02	4.706,88	4.110,58
Q_{perd} [kW]	29,65	42,36	37,03
Q_{total} [kW]	2.866,68	4.749,24	4.147,61
Q_{icinv} [kW]	6.880,02	11.398,17	9.954,26
Q_{icver} [kW]	5.733,35	9.498,47	8.295,22

Ahora, el intercambiador de calor presenta los parámetros mostrados en la Figura 5.8. En ella se aprecia la temperatura de entradas y salidas del campo solar (cs) y de acumulación (ac), y los flujos existentes por cada circuito. Los flujos deben ajustarse en invierno y verano para poder suplir el calor necesario como fue mencionado con anterioridad.

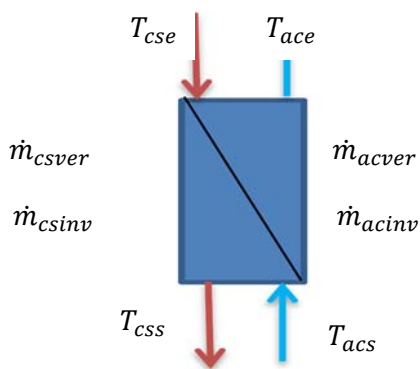


Figura 5.8 Esquema IC (EP).

Por otro lado, como los calores son diferentes para cada planta, se tiene que los flujos másicos también difieren entre ellas. En la Tabla 5.3.5 se presentan los valores de flujo y temperaturas para cada localidad en estudio. Aquí se han impuesto las temperaturas de operación idénticas para todas las plantas estando en el sector acumulación el fluido frío y en el campo solar el fluido caliente. Se puede apreciar que la T_{acs} es de 95°C y T_{ace} de 75°C, lo cual da un delta de 20°C. Fueron elegidas estas temperaturas por dos razones:

- La planta MES tienen una temperatura en el primer efecto de 70°C, dando un delta de 5°C para poder operar.
- El tanque considerado no es presurizado por lo que al llegar a 100°C comenzaría la evaporación del fluido, luego se decide dejar un delta de 5°C con dicha temperatura.

Por el lado de campo solar, se ha dejado de igual forma un delta de 20°C al pasar el fluido por el IC. Con ello, el fluido sale de los colectores cilindro-parabólicos a una temperatura de 120°C y vuelve a los mismos con 100 ° C. De esta forma, considerando que el fluido a ambos lados del IC es el mismo y que el delta elegido es el mismo, se tiene que los flujos másicos para ambos lados del equipo son iguales. La idea es poder elegir una bomba igual o similar. Se tiene, entonces que el flujo en Mejillones en ambos lados del IC es de 292 m³/h aproximadamente en invierno y 243 m³/h en verano. En Chañaral asciende a 412 m³/h en verano y 352 m³/h en invierno. Finalmente, en Caldera el flujo es de 483 m³/h en verano y 403 m³/h en invierno. Nuevamente se repite que Caldera al ser la planta más grande en producción, es aquella que presenta los flujos más altos, mientras que Mejillones presenta los flujos más bajos.

Tabla 5.3.5 Parámetros operación IC y tanque acumulación para localidades elegidas en Chile (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral
T_{css} [°C]	100	100	100
T_{css} [°C]	120	120	120
T_{ace} [°C]	95	95	95
T_{acs} [°C]	75	75	75
\dot{m}_{csver} [m ³ /h]	242,99	402,56	351,57
\dot{m}_{csinv} [m ³ /h]	291,59	483,07	421,88
\dot{m}_{acver} [m ³ /h]	242,99	402,56	351,57
\dot{m}_{acinv} [m ³ /h]	291,59	483,07	421,88
\dot{m}_{acal} [m ³ /h]	120,24	199,49	174,21
T_{in1} [°C]	95	95	95
T_{out1} [°C]	75	75	75

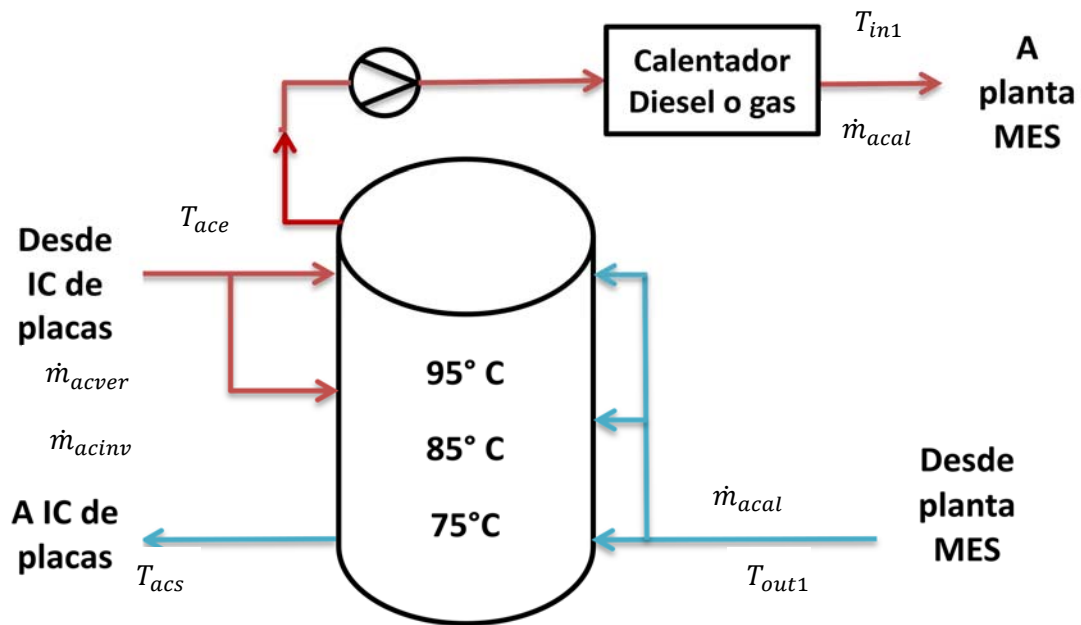


Figura 5.9 Esquema tanque de acumulación (EP).

En cuanto al tanque de acumulación, se tiene el esquema mostrado en la Figura 5.9. Al ser un tanque estratificado se tienen distintas entradas en caso que la temperatura del agua que vuelve al mismo no sea la indicada en la figura. Si viene muy caliente se inyecta más arriba y si viene más fría se introduce en partes inferiores. Ahora, por el lado del IC se tienen las mismas temperaturas y flujos mencionados en la Tabla 5.3.5. Por el lado de la planta MES, como existe una operación continua, se tiene sólo un flujo de operación (\dot{m}_{acal}), mientras que las temperaturas van desde 95°C hasta los 75°C, entregando el delta de 20°C como calor sensible al primer efecto de la planta desalinizadora. Se pueden apreciar en la Tabla 5.3.5 estos parámetros, cuyos flujos son: Mejillones de 120 m³/h, 200 m³/h para Caldera y 174 m³/h para Chañaral aproximadamente.

Cabe destacar que durante las horas de sol la planta completa está en operación. Sin embargo, en la noche, las válvulas que van y vuelven desde el tanque de acumulación al IC de placas se cierran y las bombas de ese lado y del campo solar dejan de funcionar. Sólo funciona el tanque de acumulación con el circuito que lleva agua caliente a la planta MES entregando la energía acumulada durante el día. Cuando la noche termina, el sistema abre nuevamente las válvulas cerradas y las bombas paradas comienzan a funcionar llegando a un nuevo día para acumular energía.

5.3.2. Dimensiones de equipos

5.3.2.1. Planta MES

Como la producción que se obtiene es diferente para cada planta, se tiene que las dimensiones de los equipos son distintas también. Con ello, en la Tabla 5.3.6 se presentan las áreas de intercambio térmico de los equipos de la planta MES para cada localidad elegida en Chile. Todas ellas se extraen del modelo computacional Matlab y son áreas por cada equipo. Por ejemplo, cada pre-calentador en Mejillones tiene un área de intercambio de 61,12 m².

Tabla 5.3.6 Área de intercambio térmico de equipos para las plantas (EP).

m ²	Mejillones	Caldera	Chañaral
A_{ef1}	228,78	379,56	332,77
A_{ef}	310,09	514,47	451,05
A_{pc}	61,12	101,40	88,89
A_c	149,56	248,13	217,54

Ahora, el área del primer efecto es diferente a la del resto de los efectos e inferior a ellos. En cuanto a los pre-calentadores, todos ellos poseen igual superficie de intercambio para cada planta, pero distintos entre ellas. Ahora bien, Caldera presenta los equipos más grandes de las tres plantas, mientras que Mejillones los más pequeños.

5.3.2.2. Tanque acumulación

En la sección 4.4.4 se explica la forma de estimar el volumen de acumulación del tanque de acumulación para cada planta y las dimensiones (diámetro y altura) del mismo que minimizan las pérdidas térmicas. De esta forma, en la Tabla 5.3.7 se presentan estos valores obtenidos. En primer lugar se presentan el volumen mínimo que corresponde a la cantidad de agua usada en la noche a 95°C para el caso de invierno (en verano en menor) siendo de 1.762 m³ para Mejillones hasta 2.818 m³ para Caldera. Ahora bien, con ese volumen de acumulación se llega al inicio del día con una temperatura de unos 75°C en la parte superior del tanque, lo cual no genera producción de agua desalinizada. Luego, se sobredimensiona el tanque a la cantidad de agua que se mueve durante todo el día con los caudales adecuados que proporcionan almacenar el calor durante la noche. De ahí aparece la tercera columna de la Tabla 5.3.7 con el volumen elegido, bastante superior al volumen mínimo llegando hasta los 5.000 m³ para Caldera. Por otro lado, considerando el diámetro y alto que minimizan pérdida, los tanques son con razón de aspecto igual a uno, es decir, diámetro igual al alto.

Tabla 5.3.7 Dimensiones tanque de acumulación para plantas modeladas en Chile (EP).

	Volumen mín. [m ³]	Volumen elegido [m ³]	Diámetro [m]	Alto [m]
Mejillones	1.762,43	3.143	15,88	15,88
Caldera	2.817,93	5.000	18,53	18,53
Chañaral	2.460,96	4.387	17,74	17,74

5.3.2.3. Campo solar

La conexión del campo solar a acumulación y el resto de la planta se hace por medio del IC de placas planas. Este equipo presenta el área de intercambio térmico mostrada en la Tabla 5.3.8 usando un coeficiente global de intercambio térmico de 2.500 W/m²°C. El equipo de Mejillones tiene un área de 220,22 m², mientras que el de Caldera (el más grande de todos) tiene 144,52 m² más área de intercambio térmico que la otra localidad.

Tabla 5.3.8 Área de IC y de captación solar de colectores para las plantas en Chile (EP).

m ²	Mejillones	Caldera	Chañaral
<i>A_{colectores}</i>	12.960,00	22.140,00	21.708,00
<i>A_{ic}</i>	220,22	364,74	318,54

Por otro lado y considerando lo expuesto en la sección 4.4.6 sobre el cálculo de área de los colectores, se tiene que a 120°C la eficiencia del colector es de 62,96%. Con ello, considerando las radiaciones de cada localidad con tracking⁶ en un eje (de este a oeste), se tiene que el área de colectores para Mejillones es de 12,96 hectáreas aproximadamente, para Chañaral es de 21,71 hectáreas y para Caldera de 22,14 hectáreas.

5.3.3. Continuidad de operación de la planta

En primer lugar se tomaron los promedios mensuales de las temperaturas en las localidades en estudio. Con ello se tomó un promedio de los mismos dado que no eran datos que diferían en demasía. El resultado de ese promedio mensual se presenta en la Tabla 5.3.9 y se toma como temperatura de reposo para la estimación del calor de puesta en marcha.

Se toman, además, los datos de la planta de Almería con áreas fijas para poder hacer la estimación. Con esto se tiene que el calor total estimado (Q_t), por mes, se muestra en la Tabla 5.3.10 y Gráfico 5.17. En ellas se puede apreciar que el calor requerido varía mes a mes, siendo mayor en los meses de invierno dado las bajas temperaturas que en ese periodo existen. Por otro lado, en la Tabla 5.3.10 se puede apreciar la razón entre el calor total requerido para poner en marcha la planta y el calor que se requiere como input de energía al primer efecto (Q_t/Q_{in}) cuando la planta ya está en operación (de 191 kW aproximadamente). Como se puede observar en dicha tabla, esa razón es de al menos 19,3 veces mayor en el mejor de los casos y un poco superior a 24 veces mayor en el peor de los casos (invierno). Dado lo anterior, la cantidad de calor requería sólo para poner en marcha la planta no es justificable y un sistema de almacenamiento de energía se debe considerar ratificando el esquema de la Figura 4.1. De esta forma, la operación de la planta será día y noche evitando tales pérdidas térmicas.

Cabe mencionar que el calor requerido para calentar la estructura metálica de la planta no fue considerado. Este calor hubiera aumentado un tanto la estimación del calor de puesta en marcha, pero la conclusión de que debe ser usado algún sistema de almacenamiento de energía sigue siendo invariante.

⁶ Las radiaciones con tracking para las localidades de estudio se muestran en la Tabla B.6 de anexos.

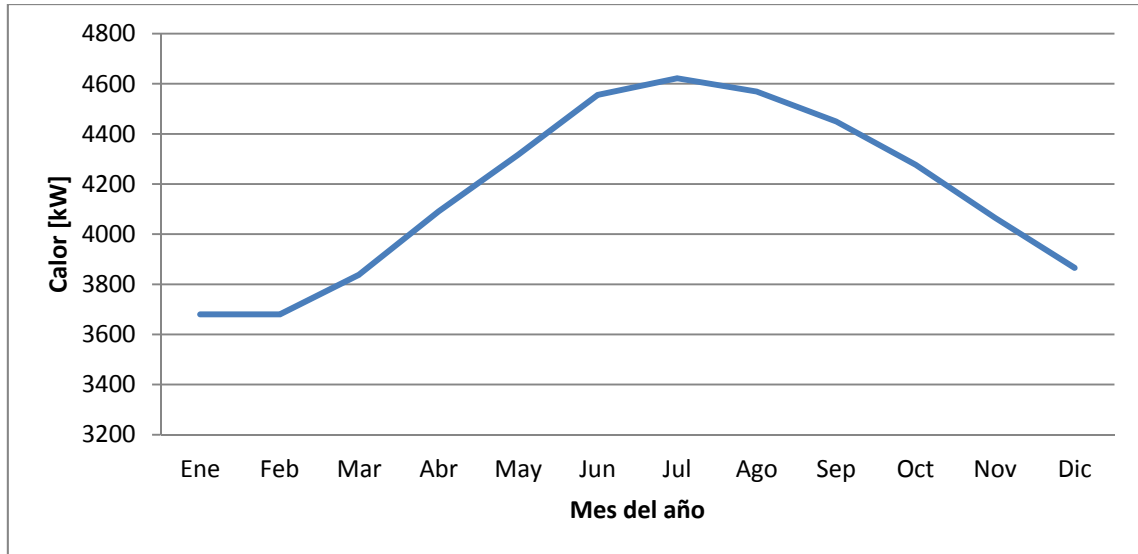


Gráfico 5.17 Calor estimado para poner en marcha planta desalinizadora con datos de Almería (EP).

Tabla 5.3.9 Promedio mensuales de temperatura en las tres localidades de estudio [44].

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T° mín [°C]	18,0	18,1	17,0	15,2	13,6	11,5	11,2	11,7	12,6	14,0	15,5	16,7
T° máx [°C]	25,9	25,9	24,6	22,5	20,7	19,2	18,6	18,9	19,8	21,0	22,6	24,4
T° prom [°C]	22,0	22,0	20,8	18,9	17,2	15,4	14,9	15,3	16,2	17,5	19,1	20,6

Tabla 5.3.10 Calor estimado para poner en marcha planta desalinizadora con datos de Almería (EP).

	Q_t [kW]	Q_t/Q_{in}
Ene	3.680	19,3
Feb	3.680	19,3
Mar	3.839	20,1
Abr	4.091	21,4
May	4.317	22,6
Jun	4.555	23,8
Jul	4.622	24,2
Ago	4.569	23,9
Sep	4.449	23,3
Oct	4.277	22,4
Nov	4.064	21,3
Dic	3.865	20,2

Ahora, considerando un caso en Chile, para la planta modelada en Mejillones se presentan los mismos resultados mencionados anteriormente, pero ahora en el Gráfico 5.18 y Tabla 5.3.12. En ellos se ve exactamente la misma tendencia que el modelo con datos de Almería. Ahora bien, como la planta tiene una capacidad de producción más grande, también lo son los calores de operación y de puesta en marcha. Por otro lado, la relación entre el calor total estimado y el calor ingresado en el primer efecto también es alta. En este caso, se aprecia que la relación es 17,6 veces mayor en el mejor de los casos y de 22 veces mayor en el peor de los casos. Con ello, se vuelve a ratificar el hecho de usar un sistema de almacenamiento de energía que permita la operación de la planta día y noche con tal de evitar la puesta y cese de marcha diario.

Tabla 5.3.11 Promedio mensuales de temperatura en Mejillones [44].

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T° mín [°C]	16,2	16,2	15,4	13,6	11,9	9,8	9,7	9,9	10,9	12,1	13,6	15,0
T° máx [°C]	23,9	23,9	22,6	20,6	18,7	17,3	16,9	17,3	18,0	19,0	20,8	22,6
T° prom [°C]	20,1	20,1	19,0	17,1	15,3	13,6	13,3	13,6	14,5	15,6	17,2	18,8

Tabla 5.3.12 Calor estimado para poner en marcha planta desalinizadora en Mejillones (EP).

	Q_t [kW]	Q_t/Q_{in}
Ene	49.913	17,6
Feb	49.913	17,6
Mar	51.870	18,3
Abr	55.411	19,5
May	58.766	20,7
Jun	62.028	21,9
Jul	62.494	22,0
Ago	61.934	21,8
Sep	60.350	21,3
Oct	58.300	20,6
Nov	55.225	19,5
Dic	52.243	18,4

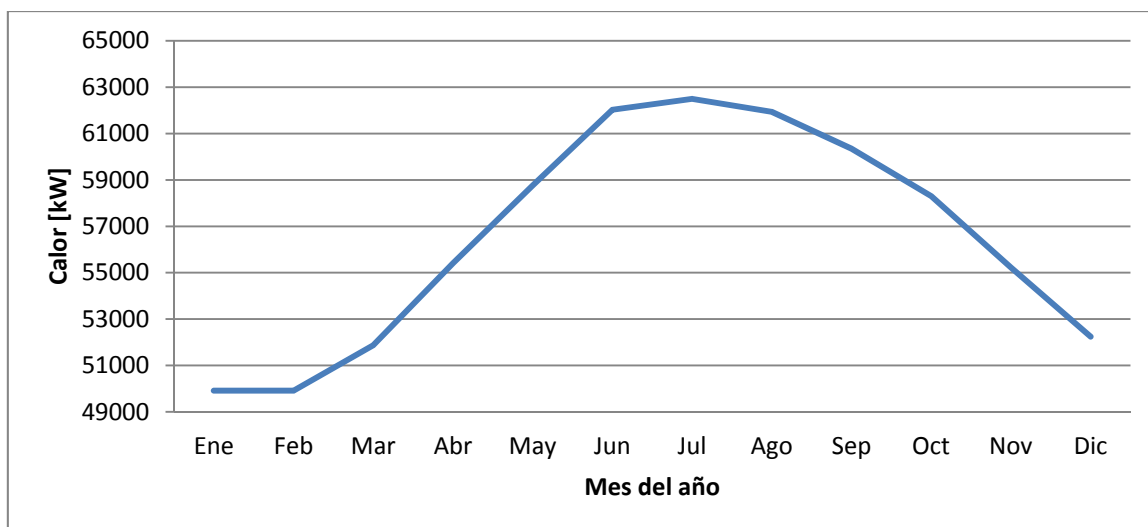


Gráfico 5.18 Calor estimado para poner en marcha planta desalinizadora en Mejillones (EP).

Nota: El detalle de calores por equipo se presenta en el Anexo F.

5.3.4. Sensibilidad del GOR al número de efectos

En primer lugar se quiso hacer una nueva sensibilidad a la variación del GOR al cambiar el número de etapas, manteniendo los otros parámetros fijos. Ahora, hay otro parámetro que debe cambiar para poder llegar a la meta establecida de producto: el flujo del fluido que entrega el calor al primer efecto. Entonces, reiterando, los parámetros que cambian son el número de etapas y el flujo másico del fluido que da el input de calor.

En el Gráfico 5.19 se aprecia lo mencionado en el párrafo anterior y para la localidad de Mejillones, siendo el análisis realizado sólo para dicho sector dado que es análogo en Caldera y Chañaral. Se observa que el GOR aumenta al aumentar el número de efectos. Sin embargo no es un crecimiento lineal, dado que a medida que se tienen más efectos el GOR varía cada vez menos. Por otro lado, al tener pocas etapas el GOR se asemeja al número de efectos, pero al tener más, el valor del mismo se aleja del número de etapas haciéndose menor. Ahora bien, en dicha curva existe un óptimo técnico que se puede obtener al maximizar el área bajo la curva N v/s GOR (Gráfico 5.20). Este corresponde a 12 efectos.

Por otro lado, con tal de mantener la producción meta de agua, se tiene que al reducir el número de efectos, el flujo del fluido que entrega el input de energía al primer efecto aumenta. Con ello, el calor que se aporta a la primera etapa aumenta (Gráfico 5.21) y así, el área de colectores solares y el volumen del tanque de acumulación también crecen.

Ahora, dado lo mencionado anteriormente no se elegirán 12 etapas para la realización de los casos, sino que se consideran 14 efectos. Lo anterior pues está cerca del óptimo técnico al GOR, pero a la vez disminuye un tanto el calor requerido a inyectar en el primer efecto. Ahora bien, esta elección debe ser contrastada con un análisis en los costos para poder evaluar la mejor opción.

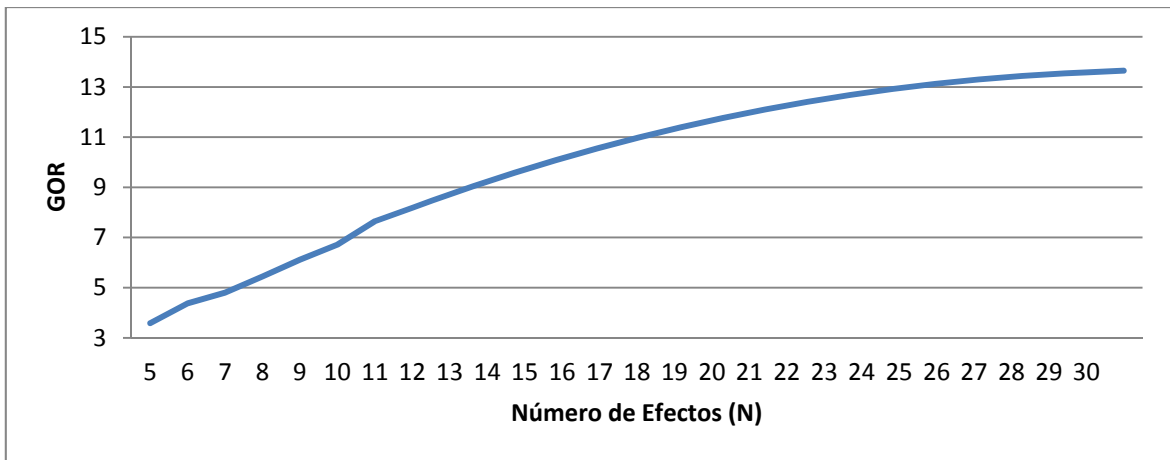


Gráfico 5.19 Variación de GOR al cambiar número de etapas [para Mejillones](EP).

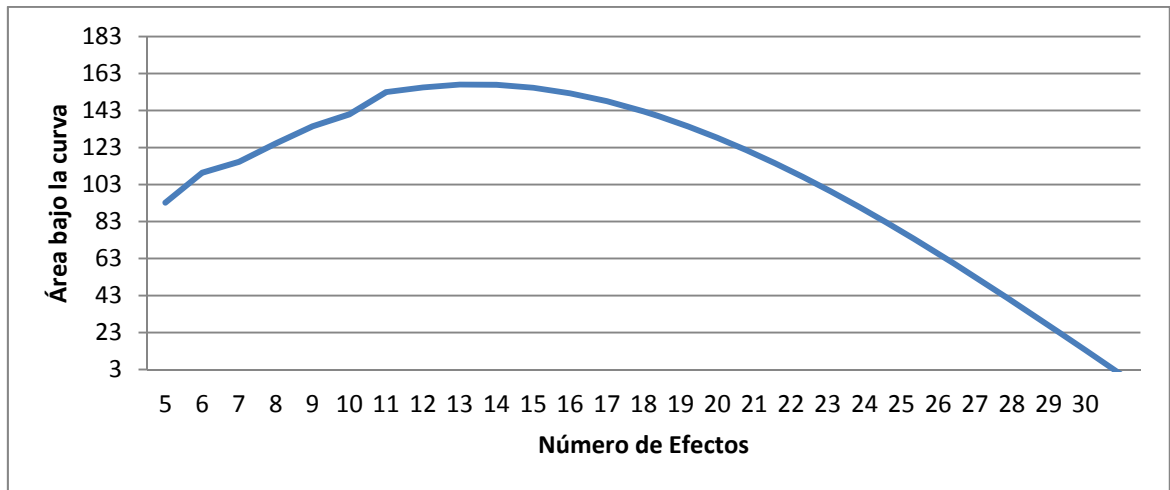


Gráfico 5.20 Área bajo la curva "N v/s GOR" para el número de efectos [para Mejillones] (EP).

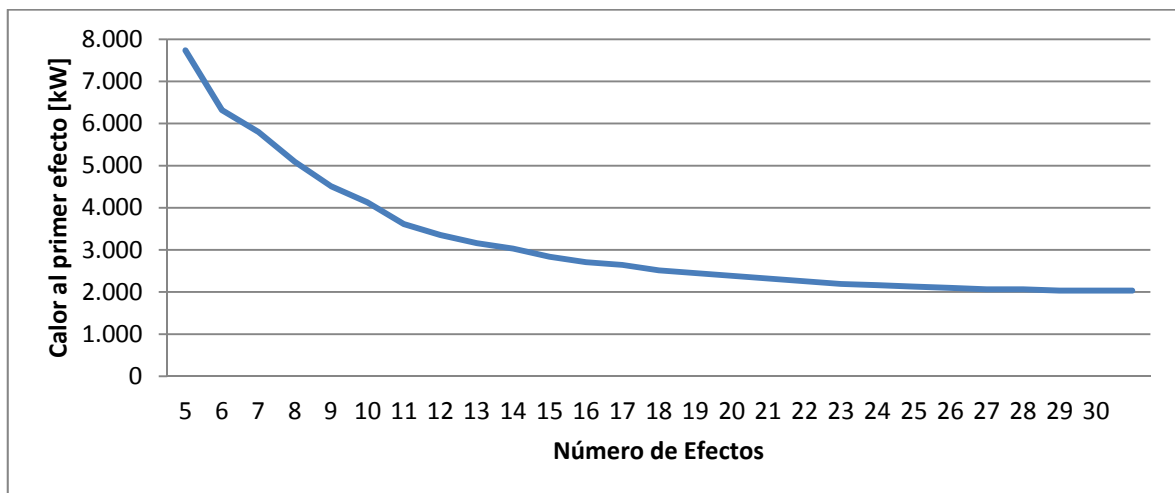


Gráfico 5.21 Calor entregado al primer efecto en relación al número de etapas [para Mejillones](EP).

5.3.5. Días soleados y radiación de las localidades

Con en análisis mencionado en la sección 4.4.2 se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 5.3.13, cuyo detalle se presenta en el Anexo E de anexos.

En dicha tabla se puede apreciar que Mejillones tiene un 94,4% de los días del año soleados, siendo la mayor cantidad de días despejados de las tres localidades, seguida por Chañaral (87,1%) y finalmente Caldera (74,1%). Luego, ese es el porcentaje de operación de la planta bajo el diseño hecho, los otros días del año debe entrar en operación la caldera de respaldo para poder suplir el calor requerido. Con días parciales y nublados se tiene un patrón similar, Mejillones presentan la menor cantidad de días parciales y nublados, seguido de Chañaral y finalmente Caldera con la mayor cantidad de días no despejados.

Tabla 5.3.13 Días soleados, parciales y nublados promedios y en porcentaje en las localidades de estudio (EP).

Días promedio	Caldera	Chañaral	Mejillones
Soleado	271	318	344
Parcial	81	38	16
Nublado	13	9	4
%	Caldera	Chañaral	Mejillones
Soleado	74,1	87,1	94,4
Parcial	22,2	10,3	4,5
Nublado	3,7	2,6	1,1

Tabla 5.3.14 Radiación promedio diaria [kWh/m²], por mes y con tracking, para distintas localidades (EP).

	Phoenix	Johannesburgo	Aleandría	Riyad	Mejillones	Chañaral	Caldera
	Arizona	Sud África	Egipto	Arabia S.	Chile	Chile	Chile
Ene	4,78	8,13	4,49	4,5	11,54	11,06	10,03
Feb	5,93	7,64	5,41	6,25	10,47	10,11	9,37
Mar	7,79	7,16	7,66	6,51	9,66	9,24	8,28
Abr	9,46	6,27	9,12	6,69	8,17	7,71	6,44
May	11,07	5,85	10,63	6,9	6,27	5,89	5,07
Jun	11,28	5,61	11,56	7,57	5,72	5,38	5,03
Jul	10,14	6,00	11,48	7,64	5,88	5,72	5,17
Ago	9,83	7,31	11,07	7,18	7,25	7,17	6,2
Sep	8,39	7,89	9,14	7,31	8,63	8,2	6,62
Oct	7,36	7,61	7,42	7,34	10,02	8,79	7,41
Nov	5,31	8,4	5,13	6,08	11,35	10,27	8,49
Dic	4,48	8,47	4,23	4,8	11,73	11,04	9,64
Prom anual	7,99	7,20	8,11	6,56	8,89	8,38	7,31

Por otro lado en la Tabla 5.3.14 se presenta la radiación con tracking en un eje (este a oeste) para las cuatro localidades tomadas como referencias para ver el área de colectores y para las tres localidades costeras elegidas en Chile. Las cuatro regiones extranjeras se consideran sectores con alta radiación. Sin embargo, al observar la radiación promedio anual, Caldera y Mejillones presentan radiaciones mayores que todas las localidades extranjeras aludidas. Chañaral, por otro lado, cae por debajo de Phoenix y Johannesburgo, pero sigue siendo una buena radiación. Con ello se puede concluir que las plantas de desalinización modeladas ocupan menor superficie de colectores en nuestras regiones que en otras partes del mundo como las aludidas, con lo cual serían más económicas.

5.3.6. Evaluación económica

5.3.6.1. Costos de inversión

Para poder estimar los costos de las plantas modeladas en el norte de Chile se recurren a diversas fuentes. En la Tabla 5.3.15 se presenta el detalle de la estimación de costos. Para llevar a cabo la tabla mencionada se ha subdividido la planta completa en tres secciones principales, más otras áreas de interés, ellas son:

- Planta MES: Se incluyen los equipos principales que forman la planta, es decir: efectos, pre-calentadores, mezcladores, condensador final, eyectores y algunas bombas.
- Acumulación: En esta sección está el tanque de acumulación y la bomba que va desde el tanque al IC de placas planas.
- Campo solar: Los colectores solares son los equipos más importantes que se engloban aquí, pero también se incluyen la bomba del campo y el IC de placas planas.
- Otros: Todo el piping, ingeniería, la caldera de respaldo y otros costos se incluyen aquí.

Por otro lado, en la misma Tabla 5.3.15 se presenta la materialidad de las bombas, las cuales son todas de hierro fundido a excepción de aquellas que están en contacto con agua de mar, que son de acero inoxidable. De hecho, todo equipo en contacto con agua de mar es de acero inoxidable.

En piping se incluye una estimación de todas las tuberías que no pertenecen a los equipos. Estas son de titanio, bronce y acero. Ahora, su estimación en peso y costo se detalla en el Anexo H al comparar dos plantas existentes con las toneladas de tubos ocupados en ellas.

En cuanto al primer efecto se reconoce un equipo, mientras que los restantes efectos son trece dispositivos. Los pre-calentadores también son trece equipos, en cuanto el condensador es sólo uno. Los mezcladores también son trece. Ahora bien, los costos mostrados en la Tabla 5.3.15 ya incluyen estas acotaciones de cantidades. Sólo se indica para recordar la cantidad de aparatos de la planta MES modelada.

Tabla 5.3.15 Detalle estimación de costos para las tres plantas en Chile, precios en dólares americanos⁷ (EP).

Item	Mejillones	Caldera	Chañaral	Fuente
Planta MES				
Primer efecto (ac. inox)	44.857	74.271	65.142	Eq cost [45]
Otros efectos (ac. inox)	789.354	1.307.654	1.146.802	Eq cost [45]
Condensador final (ac. inox)	12.150	20.008	17.569	Eq cost [45]
Pre-calentadores (ac. inox)	382.242	632.219	554.640	Eq cost [45]
Mixer	85.163	85.163	85.163	Eq cost [45]
Eyectores	251	391	349	Desaldata [19]
Bomba ac-MES (Hierro fundido)	4.961	6.039	5.731	Eq cost [45]
Bomba agua mar (ac. inox)	15.815	18.452	17.518	Eq cost [45]
Subtotal	<u>1.334.792</u>	<u>2.144.197</u>	<u>1.892.914</u>	
Acumulación				
Tanque acumulación instalado	221.503	290.998	268.058	Eq cost [45]
Bomba ac-cs (Hierro fundido)	7.009	8.508	8.075	Eq cost [45]
Subtotal	<u>228.512</u>	<u>299.506</u>	<u>276.133</u>	
Campo Solar				
Colectores	1.944.000	3.321.000	3.256.200	Aiguasol
Bomba cs (Hierro fundido)	7.009	8.508	8.075	Eq cost [45]
IC (ac. inox)	135.839	163.027	155.140	Eq cost [45]
Subtotal	<u>2.086.848</u>	<u>3.492.535</u>	<u>3.419.415</u>	
Otros				
Piping	219.088	363.483	318.663	Sección ☐
Ingeniería civil	1.252.865	1.957.250	1.743.560	Desaldata [19]
Terreno	394.904	1.115.222	325.863	Sii [46]
Cerco perimetral	37.947	64.826	63.561	Enermine
Caldera respaldo	1.050.000	1.050.000	1.050.000	Pellet/Enermine
Subtotal	<u>2.954.804</u>	<u>4.550.781</u>	<u>3.501.647</u>	
Subtotal	<u>6.604.956</u>	<u>10.487.019</u>	<u>9.090.110</u>	
Contingencia (10%)	<u>7.265.452</u>	<u>11.535.721</u>	<u>9.999.120</u>	
US\$/m3	<u>7.132</u>	<u>6.825</u>	<u>6.748</u>	

⁷ En toda la evaluación se considera US\$ 1= \$550.-

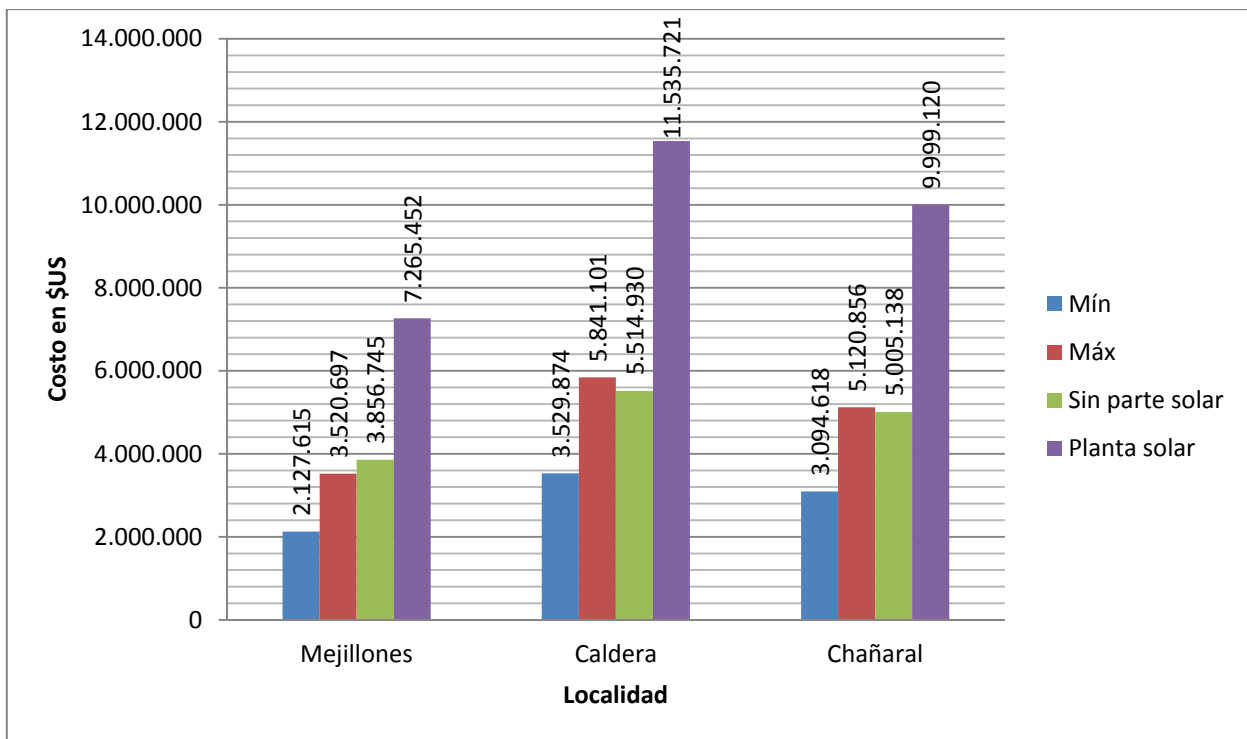


Gráfico 5.22 Rango promedio de costos máximo y mínimo de una planta convencional MED y costos de las plantas modeladas en Chile con energía solar y considerando que es convencional (EP).

En el Gráfico 5.22 se presentan cuatro costos para las tres localidades en Chile que se están modelando. Se presenta el costo mínimo y máximo promedio (azul y rojo respectivamente) de una planta MED según las referencias encontradas y dadas en la Tabla 4.1.1. Ahí se da un rango, entre costos de equipos e instalación, de 1.680 a 2.780 €/m³. En dólares sería un rango de 2.089 a 3.456 US\$/m³. Ahora, llevando esos datos a cada una de las plantas modeladas en Chile, por medio de las capacidades de generación, se obtienen los datos presentados en la gráfica. Luego, al estimar los costos y despreciar todo lo que no sea de energía solar se llega a la barra de color verde. Se puede apreciar que tanto Caldera como Chañaral tienen costos estimados (como planta convencional) que están dentro del rango, sin embargo muy cercanos al máximo. En cuanto a Mejillones, su costo sin considerar lo solar excede al máximo del rango en US\$ 336.000 aproximadamente, siendo una cantidad de exceso razonable considerando que el rango está dado por promedios, por lo que podrían existir plantas aún más caras que esto. Finalmente la barra morada del Gráfico 5.22, muestra el costo estimado de cada planta considerando su operación con energía solar. Ahí se puede concluir que el valor de la planta es prácticamente el doble con energía solar, esto dado los altos costos de los colectores solares dada la gran superficie que deben cubrir.

Planta Mejillones tienen un coste estimado, considerando una contingencia del 10%, de US\$ 7.265.452, lo que corresponde a 7.137 US\$/m³. Planta Chañaral tiene un costo de US\$ 9.999.120, correspondiente a 6.752 US\$/m³. Finalmente, Planta Caldera tiene un valor de US\$ 11.535.721, equivalente a 6.826 US\$/m³. De ello se puede desprender que mientras más grande es la planta, menos cuesta la misma por m³ de producto obtenido. En otra palabras y tomando como ejemplo a

Caldera, esta es la planta que requiere mayor inversión total, pero al evaluarla por m³ de producto es la más barata de todas.

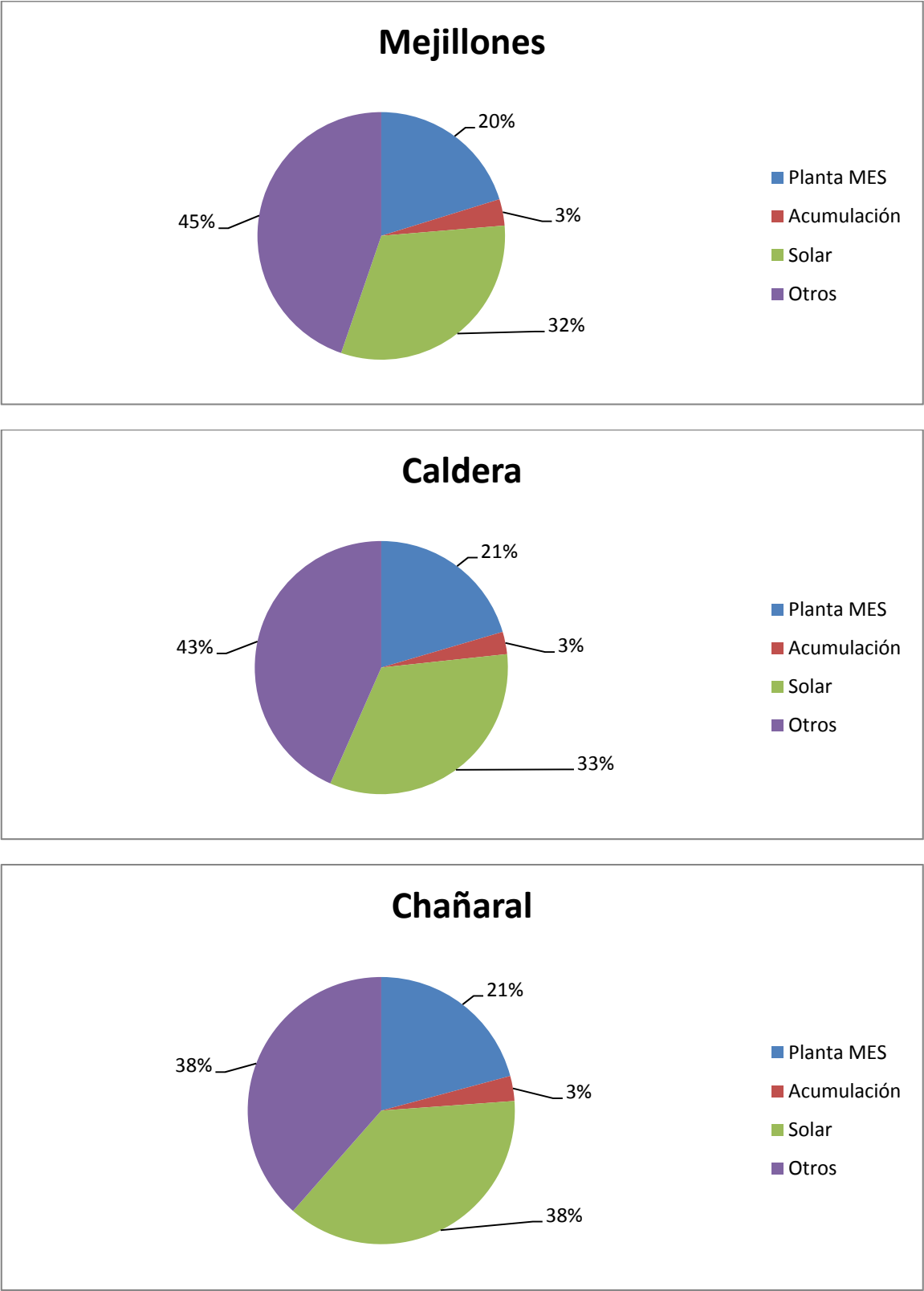


Gráfico 5.23 Costos (en %) de cada sección de la planta para las tres localidades de estudio en Chile (EP).

Por otro lado, del Gráfico 5.23 muestra el costo porcentual por cada planta en relación a las cuatro secciones que se consideraron en la estimación de costos. En todas ellas se aprecia que la parte solar conlleva gran parte de los costos con rangos que van desde un 32% de los costos totales en Mejillones hasta un 38% en Chañaral. Por otro lado, el sector acumulación es aquel que posee los costos más bajo rondando el 3% de los mismos para las tres plantas. La planta MES como tal posee poco menos de un cuarto de los costos totales de los proyectos, yendo de un 20% en el caso de Mejillones hasta un 21% para Caldera y Chañaral. Se puede mencionar, entonces, lo siguiente: a medida que la capacidad de producción de la planta aumenta, los costos de los equipos del método MES se hacen más grandes y su influencia sobre el total aumenta, ocurriendo lo mismo con el campo solar. Los otros costos asociados comienzan a perder influencia sobre el valor total de la planta al aumentar la capacidad de la misma.

Un punto importante es el costo del terreno, el cual es variable dependiendo de la zona donde se evalúe. De este modo y según el SII, Caldera tiene el costo de terreno más alto y como a la vez es la planta más grande tiene un costo que sobrepasa el millón de dólares, mientras que Chañaral y Mejillones no llegan ni al medio millón. Con ello, los costos de “otros” para Caldera crecen hasta llegar al 43%. Mayor detalle del cálculo del terreno en el Anexo H.

5.3.6.2. Costos de operación y mantenimiento

Dentro de estos costos (CoyM) se considera lo siguiente:

- La energía eléctrica ocupada por las bombas.
- El inhibidor de incrustaciones.
- Petróleo usado por la caldera.
- Operarios y personal de planta.

Energía usada por las bombas:

Para las bombas se considera el tiempo de operación de 12 horas para las bombas de acumulación y el campo solar, mientras que tienen operación continua de 24 horas las bombas de agua de mar y la que lleva agua del tanque de acumulación al primer efecto. Ahora, tomando una estimación de la potencia según el caudal que mueve cada una de ellas se obtienen los costos representados en la Tabla 5.3.16 (véase Anexo H para más detalle).

Tabla 5.3.16 Costo anual en dólares estimado por funcionamiento de bombas (EP).

Costo anual (US\$)	Mejillones	Caldera	Chañaral
Campo solar	14.843,95	30.953,28	30.953,28
Acumulación	14.843,95	30.953,28	30.953,28
Primer efecto	11.133,47	25.149,91	25.149,91
Agua de mar	13.916,33	30.953,28	30.953,28
Total	54.737,70	118.009,75	118.009,75

Inhibidor de Incrustaciones:

En cuanto al inhibidor de incrustaciones (*scale inhibitor*), se utiliza para estimar el inhibidor “ALPACON ALTREAT 400” de la empresa “Alfa Laval”, cuyo costo se estima en US\$ 25 por kg [47]. Este debe mezclarse entre unas 2 y 10 ppm con el agua de mar empleada y posee una densidad de 1,3 kg/lit. Considerando entonces el flujo de agua de alimentación por cada planta y 2ppm de inhibidor, se estima el costo anual de cada planta mostrado en la Tabla 5.3.17.

Tabla 5.3.17 Volumen, masa y costo anual de inhibidor (*scale*) empleado en plantas modeladas en Chile (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral
\dot{m}_{aa} [m ³ /día]	2.659,4	4.412,2	3.868,3
\dot{m}_{scale} [lt/día]	5,31885	8,82446	7,73652
m_{scale} [lt]	1.941,4	3.220,9	2.823,8
m_{scale} [kg]	2.523,8	4.187,2	3.671,0
Costo US\$	63.094,9	104.680,2	91.774,4

Petróleo:

Este es un aspecto importante en la operación de las plantas. Según se puede apreciar en el Gráfico 5.24 y considerando las áreas de colectores escogidas, los meses de mayor radiación se suple el 100% de la demanda energética con energía solar y con ello la producción de agua. Sin embargo, en los meses más fríos (Abril a Septiembre aproximadamente) ocurre que no se puede suplir el 100% de la demanda energética y con ello deben entrar en funcionamiento las calderas a petróleo o gas. Se tiene que el peor mes es Junio para las tres plantas, cuyo porcentaje suplido es de 67,82% para Mejillones, 65,79% para Caldera y de 69,06% para Chañaral.

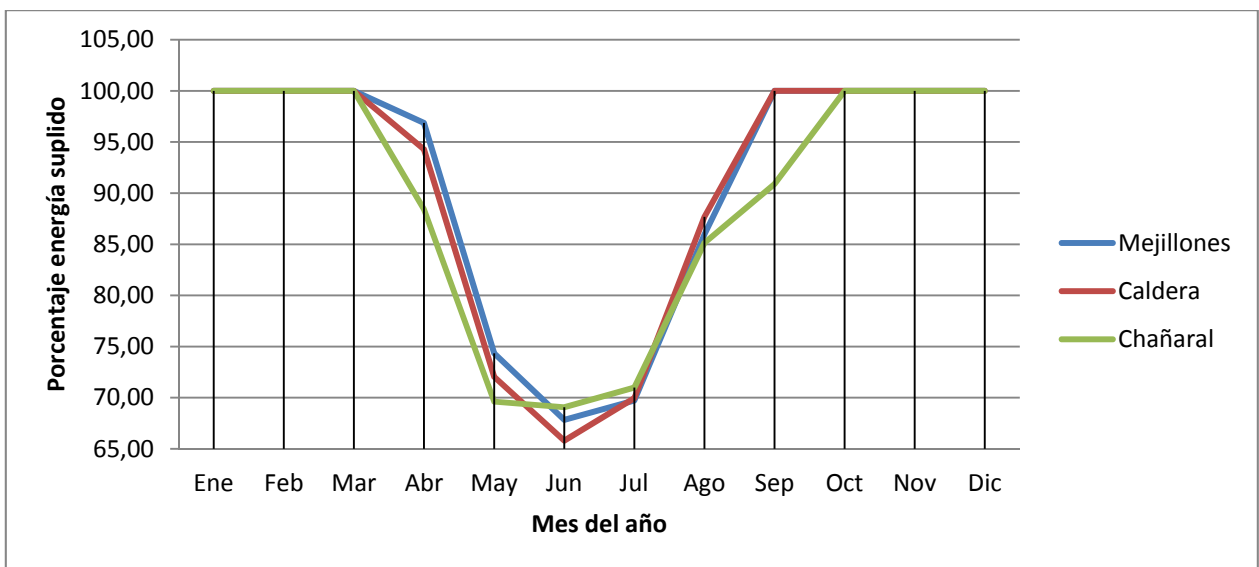


Gráfico 5.24 Porcentaje de energía suplido con energía solar a lo largo del año (EP).

Ahora, considerando que las calderas son de petróleo se tiene lo siguiente:

- Precio petróleo: 568 \$/lt = 1,03 US\$/lt. [Según ENAP al día 26 de Noviembre de 2014].
- Poder calorífico petróleo: 47.970 j/kg.
- Densidad petróleo: 0,66 a 0,95 kg/lt.

De esta forma se obtienen los datos mostrados en la Tabla 5.3.18. Se puede apreciar un ahorro substancial anual en petróleo que va desde los 2,69 millones de dólares en Mejillones hasta los 4,44 millones de dólares anuales en Caldera. Con este ahorro la planta podría pagarse por sí sola en unos cuantos años. De hecho, considerando el costo estimado, se requerirían aproximadamente tres años en pagar la planta en su totalidad usando el costo del petróleo necesario en una planta convencional.

Tabla 5.3.18 Costo (en dólares) de petróleo al año en el caso convencional y solar, y ahorro anual (EP)⁸.

	Convencional	Solar	Ahorro
Mejillones	2.952.154	260.943	2.691.211
Caldera	4.889.631	452.181	4.437.450
Chañaral	4.270.221	450.254	3.819.967

Operarios y personal de planta:

En una planta desalinizadora trabajan mecánicos, eléctricos, operadores de pantallas, jefes de planta, químicos, entre otros. Aun cuando las plantas poseen distinta producción se considera que al ser las tres de igual tecnología, el personal empleado será el mismo. Con ello se considera el personal mostrado en la Tabla 5.3.19 con sus costos asociados. Aquí se supone un superintendente de planta, un jefe de planta y un jefe de mantenimiento de activos. Un técnico eléctrico, uno mecánico y un químico. Por otro lado, existen dos operarios de planta, uno que monitoree el campo solar y acumulación, mientras que el otro operador controla la planta MES. Ahora, dado que la extensión de colectores es grande, se consideran diez personas para esta labor. Por otro lado, el área de aseo posee tres personas que limpiarán las oficinas principalmente. En cuanto a alimentación en casino, se estiman tres asesores de cocina.

Tabla 5.3.19 Personal estimado de planta, en cantidad y costo (EP).

Personal	Cantidad	Costo unitario \$	Costo total \$
Superintendente de Planta	1	5.000.000	5.000.000
Jefe de Planta	1	3.500.000	3.500.000
Jefe de Mantenimiento	1	3.500.000	3.500.000
Técnico profesional	3	2.000.000	6.000.000
Operario de pantalla	2	500.000	1.000.000

⁸ En el Anexo H se presenta mayor detalle de los cálculos.

Personal	Cantidad	Costo unitario \$	Costo total \$
Limpiador de colectores	10	400.000	4.000.000
Aseo	3	350.000	1.050.000
Casino	3	400.000	1.200.000
Total	24	-	25.250.000
		En US\$	45.909

Finalmente, sumando los costos de Operación y mantenimiento se tiene que:

- Mejillones: US\$ 424.6855.
- Caldera: US\$ 720.780.
- Chañaral: US\$ 689.1389.

5.3.6.3. Evaluación económica

Para realizar una evaluación que vea la factibilidad se toman los siguientes supuestos:

- Un tasa de retorno del 10%.
- Un horizonte de 20 años.
- Se considera como impuesto solo al valor agregado (IVA) del 19%.
- Todos los equipos tendrán depreciación a 20 años, con depreciación estimada constante.
- El costo del petróleo será invariable en el horizonte de estudio.
- El costo eléctrico será invariante en el horizonte de estudio.
- No se realizan más inversiones dentro del horizonte.

Por otro lado, los precios de venta de agua en las tres localidades de estudio (hoy en día) se muestran en la Tabla 5.3.20. Los datos de Mejillones fueron extraídos de Aguas Antofagasta y los de las otras dos localidades de Aguas Chañar.

Tabla 5.3.20 Costo real de agua potable en las localidades de estudio según Aguas Antofagasta y Aguas Chañar.

	Mejillones	Caldera	Chañaral
		[35]	[35]
Costo fijo [\$]	895	662	662
Costo variable [\$/m³]	-	-	-
Costo agua	1.397,86	794,04	1.065,28
Alcantarillado	318,79	870,63	870,63
Costo por m³ [\$]	2.611,65	2.326,67	2.597,91
Costo por m³ [US\$]	4,75	4,23	4,72

Luego, se realiza una sensibilidad del VAN y la TIR al variar el precio de venta del agua. Los resultados de ello se presentan en la Tabla 5.3.21 en donde se ha incluido como son ambos indicadores con el precio de venta real que existe hoy en día para el agua para poder comparar.

Tabla 5.3.21 Sensibilidad al VAN (en miles de dólares) y TIR al variar precio de venta del agua en cada localidad (EP).

Mejillones			Caldera			Chañaral		
Precio US\$/m ³	VAN [MUS\$]	TIR [%]	Precio US\$/m ³	VAN [MUS\$]	TIR [%]	Precio US\$/m ³	VAN [MUS\$]	TIR [%]
3	-2.061	6%	3	-3.084	6%	3	-3.054	5%
3,80	0	10%	3,73	0	10%	3,82	0	10%
4	503	11%	4	1.170	11%	4	675	11%
4,75	2.426	15%	4,23	2.148	13%	4,72	3.360	15%
5	3.067	16%	5	5.424	16%	5	4.405	16%
6	5.632	20%	6	9.678	21%	6	8.134	21%
7	8.196	25%	7	13.932	26%	7	11.864	25%

Con un precio de venta de 3,8 US\$/m³ en Mejillones, 3,73 US\$/m³ para Caldera y 3,82 US\$/m³ para Chañaral se tiene que el proyecto debe postergarse o reevaluarse la tecnología. Lo anterior pues el valor actual neto (VAN) es cero y la TIR es igual a la tasa de descuento del 10%. Con valores superiores a ellos el proyecto ya comienza a tener rentabilidad, dado que el VAN es positivo y la TIR supera el 10%. En particular, con los precios de venta que hoy en día se manejan en Aguas Antofagasta y Aguas Chañar, se obtiene un VAN de MUS\$ 2.426 para Mejillones, MUS\$ 2.148 para Caldera y MUS\$ 3.360 para Chañaral. En tales casos, el Proyecto Chañaral es el más atractivo económicamente hablando. Ahora, si el precio se fija para las tres plantas, Caldera pasa a ser la planta más atractiva, seguida de Chañaral y finalmente Mejillones como se aprecia en el Gráfico 5.25.

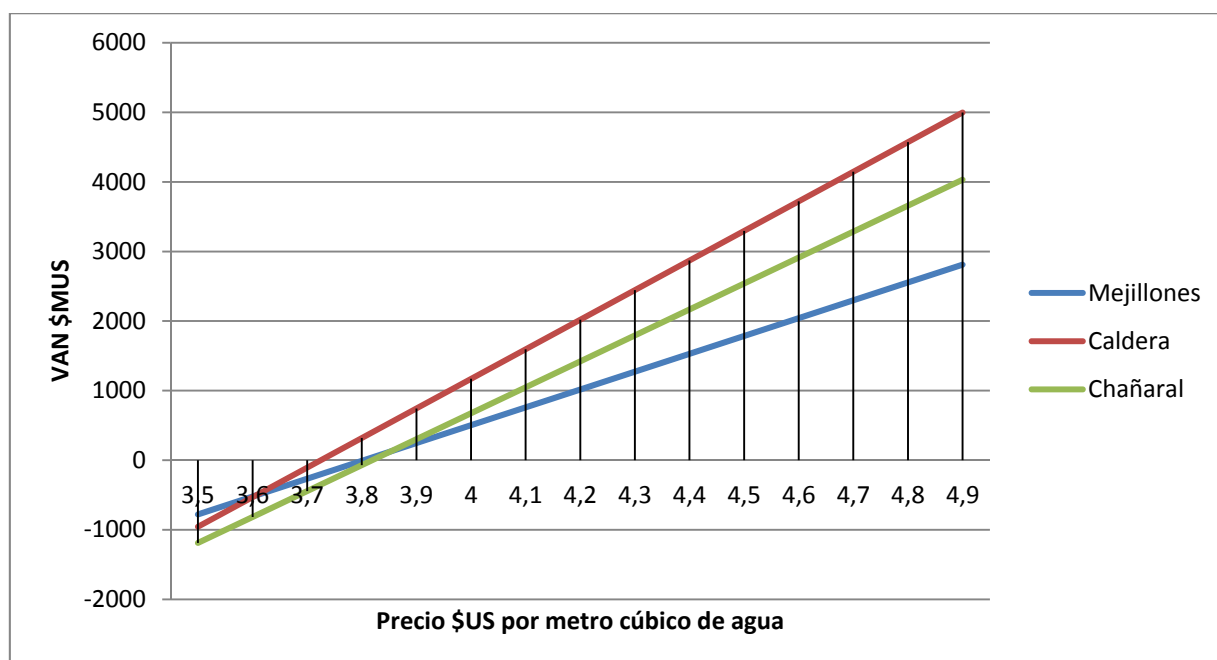


Gráfico 5.25 Variación del VAN (en miles de dólares) al variar el precio de venta por m³ de agua (EP).

Se concluye, tomando los supuestos inicialmente mencionados en esta sección y las estimaciones de costos hechas, que la desalinización solar con tecnología MES y colectores cilindro-parabólicos es competitiva económicamente con los precios actuales de mercado.

Por otro lado, en la Tabla 5.3.22 se presenta el VAN y TIR para una planta en Caldera que funciona de forma convencional, es decir, con caldera y sin energía solar. Se eligió Caldera dado que es la planta más atractiva económicamente hablando en caso de usar energía solar. La planta evaluada tiene la misma capacidad y dimensiones que la planta en Caldera con energía solar, pero se han tomado los siguientes supuestos:

- Se consideran los mismos supuestos que en la evaluación económica con energía solar.
- Se eliminan de los costos de inversión el área de acumulación y campo solar.
- Se eliminan de los costos de energía por bombas al área de acumulación y campo solar.
- El costo en terreno se considera como el 10% del costo de terreno de una planta de desalinización solar.
- El costo de operación en petróleo sube desde US\$ 452.181 a US\$ 4.889.631 anuales (véase Tabla 5.3.18).
- Los limpiadores de colectores ya no están dentro de los costos de personal. Todos los demás personal se consideran igual.
- El costo de inhibidor de incrustaciones se considera igual que una planta de desalinización solar.

Tabla 5.3.22 VAN (en miles de dólares) y TIR en Caldera considerando una planta convencional (EP).

Precio US\$/m ³	VAN [US\$M]	TIR [%]
4,23	-22.960	-
9,63	0	10

Mencionado lo anterior y volviendo a la Tabla 5.3.22 se puede apreciar que una planta convencional de tecnología MES no es rentable. Lo anterior, dado que con el precio de venta que hoy en día se maneja por Aguas Chañar en la localidad de Caldera el valor actual neto (VAN) del proyecto es negativo. Con un precio de 9,63 US\$/m³ el proyecto tienen un VAN igual a cero, es decir, debe postergarse. Con precios superiores de venta el proyecto ya es rentable. La explicación de lo anterior se debe a que si bien el costo de inversión se ve reducido a casi la mitad del costo de una planta solar, el costo de operación de la planta convencional por concepto de petróleo aumenta más de diez veces. Este hecho hace que el precio de venta deba subir mucho para lograr rentabilidad en el proyecto. En consecuencia, en el norte de Chile no es viable instalar una planta de desalinización convencional por los altos costos de operación en relación al combustible fósil utilizado.

Finalmente y resumiendo, una planta convencional de desalinización no es competitiva con los precios actuales de mercado del agua. Por otro lado, una planta de desalinización solar es totalmente competitiva y rentable con los precios actuales de mercado del agua en las localidades de estudio.

6. Conclusiones

Mediante el uso de energía solar se hace económicamente factible la desalinización térmica con método MES en el norte de Chile, un proceso que no sería factible en la misma zona usando energía de combustibles fósiles.

Las localidades escogidas en un inicio para estudiar la planta solar térmica de desalinización con tecnología MES son: Mejillones, Tocopilla, Taltal, Caldera y Chañaral. En cuanto al recurso solar de dichas zonas, Mejillones y Tocopilla presentan las mejores radiaciones mientras que Caldera y Taltal las menores. Sin embargo, las variaciones entre los cinco sitios no son muy significativas rondando los 8 kWh/m² día en verano y cerca de 4 kWh/m² día en invierno. Finalmente se eligen tres: Mejillones, Chañaral y Caldera con poblaciones estimadas al 2014 de 10.066, 14.602 y 16.671 habitantes respectivamente.

De los dos métodos térmicos de desalinización más usados (MSF y MED), el método MED es aquel que utiliza de forma más eficiente la energía que se suministra. Ahora, de las distintas disposiciones de la tecnología MED, la disposición MED por apilamiento (o MES por sus siglas en inglés) es la más adecuada para operar con energía solar térmica.

Dado que no se conecta el sistema de forma directa a los colectores, sino que se posee un sistema de acumulación para la noche, la temperatura de operación en los colectores asciende a 120°C impidiendo el uso de colectores planos. De esta forma, se utilizan colectores cilindro-parabólicos para poder recolectar la energía solar y las áreas totales de ellos van de: 12.960 m² en Mejillones, 21.708 m² en Chañaral y 2.140 m² en Caldera.

El agua que se devuelve al mar es una mezcla del concentrado salino del último efecto y del agua que se devuelve del condensador, dado que no toda el agua que pasa por este equipo ingresa al primer efecto. Esta mezcla se devuelve por medio de un emisario al mar a una temperatura de 26,9°C (cumpliendo la norma chilena) y 43.189 ppm, siendo mucho menor a las 56.000 ppm antes de mezclar pero aun alta, por lo que por medio de difusores se puede lograr mezclar bien cuando se devuelva al mar.

El modelo desarrollado fue validado al comparar con la planta de desalinización MES solar de la Plataforma Solar de Almería. Al comparar con sus valores las diferencias son menores al 5% para todos los parámetros, siendo menores al 1% para la mayor parte de ellos logrando validar el modelo programado. La limitación del mismo es que se deben conocer ciertos parámetros de entrada para poder operar el modelo, como son: la temperatura del primer y último efecto, el número de efectos, la temperatura del agua de mar y su concentración, además del flujo de agua meta que se quiere generar y el flujo del fluido que entrega el calor al primer efecto.

Con el modelo se obtienen todos los flujos de vapor y agua existentes en la planta, la temperatura y presiones de los efectos, del agua precalentada, entre otras. Además, se obtienen las áreas de intercambio térmico de los efectos, pre-calentadores y del condensador de la planta MES. Por otro lado, los comportamientos de sensibilidad siguen el mismo comportamiento que la planta de

Almería. De la sensibilidad realizada al modelo, el GOR aumenta si se aumenta el número de etapas como es de esperarse, así como el flujo de agua de alimentación (\dot{m}_{aa}), y el agua producto (\dot{m}_{pr}).

La sensibilidad del flujo de agua de alimentación, agua de mar que ingresa al condensador (\dot{m}_{aim}) y de producto sufren variaciones al aumentar la diferencia de temperatura en el condensador final. En particular, el flujo de agua de alimentación y el producto aumentan conforme aumenta esta diferencia, mientras que el flujo de agua de mar que ingresa al condensador se reduce drásticamente. Por otro lado, el GOR aumenta casi un punto al aumentar de 5°C a 10°C la diferencia de temperatura en el equipo. De aquí se concluye que diferencias de temperaturas más altas en el condensador son mejores.

Por otro lado, el GOR disminuye bastante al aumentar la temperatura del primer efecto manteniendo todo lo demás constante. Lo mismo ocurre con el flujo de agua de alimentación, de producto y de agua de mar que ingresa al condensador. En ese aspecto se considera que menores temperaturas de ingreso al primer efecto son mucho mejores.

Tomando en cuenta la población estimada en las tres localidades chilenas elegidas, se aplica el modelo de la planta MES programado en Matlab. Las plantas tienen capacidades de: 1.018 m³ en Mejillones, 1.481 m³ en Chañaral y 1.690 m³ en Caldera. Lo anterior considerando las poblaciones de cada localidad y unos 100 lt/día por persona aproximadamente según recomienda la ONU. Por otro lado, la temperatura en el primer efecto es de 70°C y en el último de 30°C para todas ellas y se toman 14 efectos. Con ello los calores obtenidos a entregar a la primera etapa son: 2,84 MW en Mejillones, 4,11 MW en Chañaral y 4,71 MW en Caldera. Además, existen pérdidas térmicas a lo largo de la planta que se pueden disminuir por medio de aislaciones. Sin embargo, existen, por lo que el calor que debe ser recolectado por los colectores cilindro-parabólicos es mayor al ya mencionado en un orden del 1% al 2%.

El campo solar opera sólo durante el día. El tanque acumulador, por otro lado, permite la operación continua de la planta MES y funciona día y noche. Este acumula agua caliente a 95°C y presión atmosférica para entregar su calor sensible al primer efecto. Los tanques se han dimensionado para las tres plantas y tienen tamaños que van desde los 3.143 m³ para Mejillones hasta los 5.000 m³ de capacidad para Caldera.

Con las dimensiones y capacidades de los equipos principales de la planta, se estiman los costos de inversión y de operación y mantenimiento. En cuanto a la inversión se estima un costo de US\$ 7.265.452 para Planta Mejillones, lo que corresponde a 7.137 US\$/m³. Planta Chañaral tiene un costo de US\$ 9.999.120, correspondiente a 6.752 US\$/m³. Finalmente, Planta Caldera tiene un valor de US\$ 11.535.721, equivalente a 6.826 US\$/m³. En todas ellas, los mayores costos son por efecto de los colectores solares dada su vasta extensión. Además, se puede desprender que mientras más grande es la planta, menos cuesta la misma por m³ de producto obtenido. Por otro lado los costos de Operación y mantenimiento se estiman en US\$ 424.6855 para Mejillones, US\$ 720.780 para Caldera y US\$ 689.1389 para Chañaral.

Con todo lo mencionado con anterioridad, técnicamente la planta desalinizadora con energía solar térmica es factible. Por otro lado, en cuanto al ámbito económico, un flujo de caja con un horizonte de 20 años y una tasa de descuento del 10% permite evaluar el VAN y la TIR de los proyectos. Se asume que no existen alzas en el precio del petróleo y de la energía eléctrica. Luego, con un precio de venta de 3,8 US\$/m³ en Mejillones, 3,73 US\$/m³ para Caldera y 3,82 US\$/m³ para Chañaral se tiene que el proyecto debe postergarse o reevaluarse la tecnología (VAN=0 y TIR=10%). Con los precios de venta que hoy en día se manejan en Aguas Antofagasta y Aguas Chañar, se obtiene un VAN de MUS\$ 2.426 para Mejillones, MUS\$ 2.148 para Caldera y MUS\$ 3.360 para Chañaral en las plantas modeladas. En tales casos, el Proyecto Chañaral es el más atractivo económicamente hablando. Ahora, si el precio es fijado para las tres plantas, Caldera pasa a ser la planta más atractiva, seguida de Chañaral y finalmente Mejillones. Con ello se puede decir que según las estimaciones realizadas, la desalinización por medio de energía solar térmica es económicamente factible y competitiva.

La planta de desalinización solar más atractiva económicamente hablando es Caldera según se mencionó en el párrafo anterior. Ahora, considerando una planta convencional a petróleo de desalinización en esta localidad se tiene que la planta no es económicamente rentable con los precios actuales de mercado en ese sector (4,23 US\$/m³). El precio de venta que hace que el proyecto se postergue es de 9,63 US\$/m³, bastante superior al precio actual de venta, haciendo de esta forma a una planta convencional de desalinización con tecnología MES no viable en el norte de Chile. Lo anterior, dado que el petróleo aumenta un poco más de 10 veces el costo de operación por concepto de combustible fósil en relación a una planta de desalinización MES con energía solar e igual capacidad de producción.

Con las estimaciones realizadas en los costos y con el flujo de caja en el horizonte escogido, se tiene que las tres plantas de desalinización solar son factibles económicamente. Luego, existe factibilidad técnica-económica de desalinizar agua a pequeña o mediana escala, por medio de energía solar térmica, en sectores costeros del norte de Chile. No se puede decir lo mismo de una planta convencional de desalinización MES, la cual no es factible económicamente hablando en el norte de Chile.

Ahora bien, los colectores cilindro-parabólicos aumentan considerablemente la inversión inicial. Luego, a futuro, el desarrollo de estos permitiría reducir su costo, haciendo más factible el proceso de desalinización con energía solar. Por otro lado, el modelo de planta entregado permite cuantificar parámetros de operación y dimensiones de equipos de manera rápida, por lo que un desarrollo del mismo podría facilitar modelamientos de este tipo de plantas de desalinización.

Bibliografía

- [1] Kalogirou, Soteris A., «Seawater desalination using renewable energy sources,» *Progress in energy and combustion science (Avilable online at Science Direct)*, pp. 242-281, 2004.
- [2] Torres, Miguel, «Confederación Hidrográfica del Guadalquivir,» [En línea]. Available: http://www.chguadalquivir.es/export/sites/default/porta1chg/marcoLegal/planHidrologicoNacional/ficheros/DesalacionAguaMarySalmuera_18_6_04.pdf. [Último acceso: 7 Junio 2014].
- [3] Akilli D. Khawaji, Ibrahim K. Kutubkhanah, Johg-Mihn Wie, «Advances in seawater desalination technologies,» *Desalination*, pp. 47-69, 2008.
- [4] H.M. Qiblawey, Fawzi Banat, «Solar thermal desalination technologies,» *Science Direct, Desalination*, pp. 633-644, 2007.
- [5] «Claves Magazine,» [En línea]. Available: <http://www.claves.cl/2013/04/23/la-crisis-de-agua-en-chile/>. [Último acceso: 7 Junio 2014].
- [6] E. Canelo, «Chile es el país que recibe mayor radiación solar del mundo,» 10 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://www.elcanelo.cl/noticias/chile-es-el-pas-que-recibe-mayor-radiacin-solar-del-mundo>. [Último acceso: 7 Junio 2014].
- [7] Sepúlveda, Eduardo Soto, «Solaratacama,» Julio 2011. [En línea]. Available: http://solaratacama.cl/wp-content/uploads/2011/01/FCh_energia_solar_esoto.pdf. [Último acceso: 7 Junio 2014].
- [8] Lucía B. Ramilo, Susana M. Gómez de Soler, Norberto R. Coppari, «Tecnologías de proceso para desalinización de aguas,» Enero/Junio 2003. [En línea]. Available: http://www.cnea.gov.ar/pdfs/revista_cnea/9/desalinizacion_de_aguas.pdf.
- [9] García, Juan C., «La situación actual de la desalinización,» 3 Octubre 2012. [En línea]. Available: <http://www.ingenieriaquimica.net/articulos/289-la-situacion-actual-de-la-desalinizacion>.
- [10] Kalogirou, Soteris, *Solar energy engineering: processes and systems/ 1st edition*, San Diego, California, United states of america: Elsevier Inc., 2009.
- [11] A. E. Kabeel, Mofreh H. Hamed, Z. M. Omara, S. W. Sharshir, «Water desalination using a humidification-dehumidification technique-A detailed review,» *Scientific research*, p. 20 páginas, 2013.

- [12] Ibrahim S. Al-Mutaz, Irfan Wazeer, «Development of a steady-state mathematical model for MEE-TVC desalination plants,» *Desalination*, vol. 351, pp. 9-18, 2014.
- [13] Patricia Palenzuela, Ashraf S. Hassan, Guillermo Zaragoza, Diego-C. Alarcón- Padilla, «Steady state model for multi-effect distillation case study: Plataforma Solar de Almería MED pilot plant,» *Desalination*, vol. 337, pp. 31-42, 2014.
- [14] John A. Duffie, William A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, New Jersey, United States Of America: John Wiley & Sons, INC., 2013.
- [15] F. S. IHL, «EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE OBTENCIÓN DE AGUA PARA RIEGO A PARTIR DE AGUAS SALOBRES UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR,» MEMORÍA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO, SANTIAGO, CHILE, 2010.
- [16] Organización mundial de la salud (OMS), «Agua, saneamiento y salud (ASS),» [En línea]. Available: http://www.who.int/water_sanitation_health/diseases/wsh0302/es/. [Último acceso: 20 Septiembre 2014].
- [17] Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), «SISS da a conocer nivel de consumo de agua potable en el país,» [En línea]. Available: <http://www.siss.gob.cl/577/w3-article-7663.html>. [Último acceso: 20 Septiembre 2014].
- [18] Programa explora CONICYT, «Gráficas explora. Datos de consumo de agua.,» [En línea]. Available: <http://graficas.explora.cl/otros/agua/consumo2.html>. [Último acceso: 20 Septiembre 2014].
- [19] Global Water Market(GWM), «DesalData,» 2014. [En línea]. Available: http://desaldata.com/cost_estimator. [Último acceso: 25 Noviembre 2014].
- [20] González, Mario, «Aguas de Antofagasta S.A.,» [En línea]. Available: <http://www.desalchile.cl/anterior/documentos/23.ADASAMGP.pdf>. [Último acceso: 7 Junio 2014].
- [21] Rivas, Cristián, «¿Le saco la sal?,» 12 Marzo 2012. [En línea]. Available: <http://quepasamineria.cl/index.php/core-business/item/180-%C2%BFle-saco-la-sal>.
- [22] UNITEK. Ingeniería en tratamiento de agua, «Desalinización de agua de mar.,» [En línea]. Available: <http://www.unitek.com.pe/aplicaciones-aguademar.php>. [Último acceso: 19 Noviembre 2014].
- [23] Bofill Mir & Álvarez Jana Abogados, «Desalinización de Agua de Mar y Minería,» Equipo de Recursos Naturales, Las Condes, Santiago, Chile.

- [24] Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), «UMBRALES DE TOLERANCIA AL INCREMENTO DE SALINIDAD DE DIVERSAS ESPECIES MARINAS,» Madrid, Diciembre 2012. [En línea]. Available: http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/Umbral_de_Tolerancia_al_Incremento_de_Salinidad_de_diversas_especies_marinas__tcm7-258750.pdf_tcm7-258750.pdf. [Último acceso: 26 Agosto 2014].
- [25] Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX), «EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL MEDIO MARINO FRENTE A LOS VERTIDOS DE LAS PLANTAS DESALADORAS EN ESPAÑA: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE MEJORAS (A7-T117),» Madrid, Noviembre 2011. [En línea]. Available: http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/publicaciones/20-409-5-001__sistemaproteccionvertidosdesaladoras_nov2011_tcm7-217989.pdf. [Último acceso: 26 Agosto 2014].
- [26] A. R. Moreno, «mailxmail,» 14 Junio 2011. [En línea]. Available: <http://www.mailxmail.com/curso-agua-desalacion-4-4/comparacion-tecnologias-1-2>.
- [27] Juan Francisco Zúñiga Santana, Iraida Oviedo Rivero y Elena Cancio Martínez, «La desalinización del agua de mar y su tendencia actual,» [En línea]. Available: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia32/HTML/articulo04.htm>.
- [28] Cuenca, Dr. Juan Cánovas, «IMIDA (Instituto murciano de investigación y desarrollo agrario y alimentario),» Septiembre 2012. [En línea]. Available: http://www.imida.es/docs/publicaciones/06_REPORT_ON_WATER%20DESALINATIO N.pdf.
- [29] Ioannis C. Karagiannis, Petros G. Soldatos, «Water desalination cost literature: review and assessment,» *Desalination*, pp. 448-456, 2008.
- [30] D.Alarcón, J. Blanco, E.Zarza, S.Malato, J.León, «Comparación económica de procesos de desalación de agua de mar: El reto de la destilación multi-efecto con energía solar,» Tabernas (Almería), España, 2003.
- [31] Instituto Nacional de Estadísticas (INE), «CHILE: CIUDADES, PUEBLOS, ALDEASY CASERÍOS,» Junio 2005. [En línea]. Available: http://www.ine.cl/canales/usuarios/cedoc_online/censos/pdf/censo_2002_publicado_junio_2005.pdf. [Último acceso: 28 Agosto 2014].
- [32] Arnaldo Torres-Degró, Ph.D., «Tasas de crecimiento poblacional (r): Una mirada desde el modelo matemático lineal, geométrico y exponencial,» Abril 2011. [En línea]. Available: <http://soph.md.rcm.upr.edu/demo/images/CIDEdigital/vo2no1/CIDEvo2no1->

Arnaldo%20Torres%20Degro-Tasa%20crecimiento%20poblacional.pdf. [Último acceso: 28 Agosto 2014].

- [33] EMOL, «RESULTADOS XVIII CENSO DE POBLACIÓN 2012,» 2012. [En línea]. Available: <http://www.emol.com/documentos/archivos/2013/04/02/20130402145438.pdf>. [Último acceso: 28 Agosto 2014].
- [34] URBE arquitectos, Gobierno de Chile, «“MODIFICACIÓN PLAN REGULADOR COMUNAL DE MEJILLONES, ZONA URBANA CONSOLIDADA Y PORTUARIA”,» Febrero 2012. [En línea]. Available: http://www.mejillones.cl/wp-content/uploads/2013/02/B1_Factibilidad-Sanitaria-AUC1-Entregado-A-URBE-CORRECCION-SANITARIA-21-2-12.pdf. [Último acceso: 19 Septiembre 2014].
- [35] «Aguas Chañar, confianza en lo nuestro.» [En línea]. Available: <http://www.xn--aguaschaar-09a.cl/>. [Último acceso: 19 Septiembre 2014].
- [36] Ministerio de energía, Gobierno de Chile y GIZ. Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. , «EXPLORADOR DE ENERGÍA SOLAR.» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>.
- [37] Hong-Jin Joo, Hee-Youl Kwak, «Performance evaluation of multi-effect distiller for optimized solar thermal desalination,» *Applied Thermal Engineering*, n° 61, pp. 491-499, 2013.
- [38] Compañía especialista del vapor (TLV), «Vapor Flash.» [En línea]. Available: <http://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/flash-steam.html>. [Último acceso: 6 Septiembre 2014].
- [39] Universidad Nacional Autónoma de México, «Diferencia de temperatura media logarítmica (LMTD),» [En línea]. Available: <http://www.cie.unam.mx/~ojs/pub/HeatExchanger/node18.html#>. [Último acceso: 02 Noviembre 2014].
- [40] The Engineering Toolbox, «Overall Heat Transfer Coefficient,» [En línea]. Available: http://www.engineeringtoolbox.com/overall-heat-transfer-coefficient-d_434.html. [Último acceso: 30 Octubre 2014].
- [41] Blackmonk Engineering, «Overall Heat Transfer Coefficients,» Coulson & Richardson's Chemical Engineering Vol. 6, 3rd Edition, R K Sinnott., 22 Octubre 2009. [En línea]. Available: <http://blackmonk.co.uk/2009/10/22/overall-heat-transfer-coefficients/>. [Último acceso: 30 Octubre 2014].
- [42] SERVICIO HIDROGRÁFICO Y OCEANOGRÁFICO DE LA ARMADA (SHOA), «TEMPERATURA SUPERFICIAL DEL MAR (TSM) desde 1950 - a la fecha,» [En

- línea]. Available: <http://www.shoa.cl/servicios/TSM/tsm.php>. [Último acceso: 11 Noviembre 2014].
- [43] SOLTIGUA TM, concentrating solutions, *A new horizon for solar energy. Parabolic collectors catalogue..*
- [44] CLIMATE DATA, «DATOS CLIMÁTICOS MUNDIALES,» OpenStreetMap contributors, [En línea]. Available: <http://es.climate-data.org/>. [Último acceso: 9 Noviembre 2014].
- [45] Max S. Peters, Klaus D. Timmerhaus, Ronald E. West, «EQUIPMENT COST. PLANT DESIGN AND ECONOMICS FOR CHEMICAL ENGINEERING - 5TH EDITION,» McGraw Hill, [En línea]. Available: <http://www.mhhe.com/engcs/chemical/peters/data/>. [Último acceso: 24 Noviembre 2014].
- [46] SERVICIO DE IMPUESTOS INTERNOS (SII), «REEVALÚOS DE BIENES RAÍCES NO AGRÍCOLAS 2014,» [En línea]. Available: http://www.sii.cl/portales/reavaluo_no_agricola/2014/index.html#. [Último acceso: 27 Noviembre 2014].
- [47] Alfa Laval, «ALPACON ALTREAT 400, Scale inhibitor for fresh water generators and desalination plants (Catalogo),» [En línea]. Available: http://www.alfalaval.com/service-and-support/service-solutions/cleaning-and-chemicals/other-chemicals/Documents/alpacon_altreat_400_pps00057.pdf. [Último acceso: 27 Noviembre 2014].
- [48] COPEC, «CHILETOUR COPEC 2014, LA GUÍA PARA CONOCER CHILE,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.chileturcopec.cl/contenido/mapas>. [Último acceso: 28 Agosto 2014].
- [49] SIDEM VEOLIA, «Al Hidd IWPP - Bahrain,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.sidem-desalination.com/en/main-references/Hidd/>. [Último acceso: 24 Noviembre 2014].
- [50] «Metal Prices,» 24 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <http://www.metalprices.com/>. [Último acceso: 25 Noviembre 2014].
- [51] ELECDA GRUPO CGE, [En línea]. Available: <http://www.elecda.cl/>. [Último acceso: 27 Noviembre 2014].
- [52] EMELAT GRUPO CGE, [En línea]. Available: <http://www.emelat.cl/>. [Último acceso: 27 Noviembre 2014].

[53] SALMSOM, «Our products,» [En línea]. Available:
<http://www.salmson.com/index.php?id=62&cat1=29&cat2=50&L=1>. [Último acceso: 27
Noviembre 2014].

Anexos

Anexo A: Lugares, habitantes y estimaciones

Tabla A.1 Lugares, habitantes y estimación de población de lugares en estudio (EP)[31][33] [48]

Lugar	Región	Tipo de lugar	N° Habitantes (2002) [31]	N° Habitantes (2012) [33]	N° Habitantes (extrapolado 2002-2014)	N° Habitantes (extrapolado 2012-2014)
Copiapó	III	Ciudad	125.983	158.261	152.402	163.363
Puerto Viejo	III	Pueblo	107	-	129	-
Bahía Inglesa	III	Pueblo	135	-	163	-
Caldera	III	Ciudad	12.776	16.150	15.455	16.671
Caleta Obispito	III	Caserío	14	-	17	-
Caleta Flamenco	III	Pueblo	65	-	79	-
Portofino	III	Caserío	4	-	5	-
Chañaral	III	Ciudad	12.086	14.146	14.620	14.602
Caleta Pan de Azúcar	III	Caserío	12	-	15	-
Esmeralda	II	-	-	-	-	-
Caleta cifuncho	II	-	-	-	-	-
Punta San Pedro	II	Caserío	2	-	2	-
Taltal	II	Ciudad	9.564	13.493	11.570	13.928
Paposo	II	Caserío	258	-	312	-
El Medano	II	-	-	-	-	-
Blanco Encalada	II	-	-	-	-	-
Costa Caleta el Cobre	II	Caserío	8	-	10	-
Coloso	II	Caserío	296	-	358	-
La Negra	II	Caserío	22	-	27	-
Antofagasta	II	Ciudad	285.255	348.669	345.074	359.909
Juan López	II	Pueblo	25	-	30	-
Cerro Moreno	II	Pueblo	1.459	-	1.765	-
Mejillones	II	Ciudad	7.825	9.752	9.466	10.066
Chacaya	II	Caserío	0	-	0	-
Caleta Hornitos (Horno)	II	Pueblo	63	-	76	-
Caleta Michilla	II	Caserío	167	-	202	-
Caleta Cobija	II	Caserío	41	-	50	-
Caleta Buena (Los Chinos)	II	Caserío	42	-	51	-
Camping Indígena	II	Caserío	10	-	12	-
Tocopilla	II	Ciudad	23.352	25.091	28.249	25.900
Caleta Punta Arenas	II	Caserío	20	-	24	-
Caleta Urco	II	Caserío	39	-	47	-

Lugar	Región	Tipo de lugar	N° Habitantes (2002) [31]	N° Habitantes (2012) [33]	N° Habitantes (extrapolado 2002-2014)	N° Habitantes (extrapolado 2012-2014)
Chipana	I	-	-	-	-	-
San Marcos	I	-	-	-	-	-
Punta Lobos	I	-	-	-	-	-
Rio seco	I	-	-	-	-	-
Playa Chanabayita	I	-	-	-	-	-
Playa Quinteros	I	Caserío	4	-	5	-
Punta Patache	I	-	-	-	-	-
Puerto Patillos	I	-	-	-	-	-
Pozo Toyo	I	Caserío	38	-	46	-
Punta Gruesa	I	Caserío	105	-	127	-
Playa Blanca	I	Caserío	3	-	4	-
Tres Islas	I	Caserío	20	-	24	-
Alto Hospicio	I	Ciudad	50.190	94.455	60.715	97.500
Iquique	I	Ciudad	164.396	184.953	198.871	190.916
Alto Caleta Buena	I	-	-	-	-	-
Pisagua	I	Caserío	260	-	315	-
Quiuña Alto	I	-	-	-	-	-
Punta Gorda	I	-	-	-	-	-
Caleta Chica	I	-	-	-	-	-
Caleta Camarones	XV	Caserío	44	-	53	-
Punta Madrid	XV	-	-	-	-	-
Caleta Vitor	XV	-	-	-	-	-
Arica	XV	Ciudad	175.441	210.936	212.232	217.736
Villa Frontera	XV	Aldea	370	-	448	-
Las gaviotas	XV	Caserío	6	-	7	-

Anexo B: Tablas de Recurso solar

Todas las tablas que se presentan a continuación presentan los datos en **kWh/m² día**. Por otro lado, el valor de radiación presentado en ellas es el valor del promedio mensual de la energía sumada sobre todas las horas del día.

Tabla B.1 Detalle radiación global horizontal promedio mensual del periodo de estudio en Tocopilla (EP). [36]

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,46	8,33	8,17	8,07	8,41	7,89	8,33	8,45	8,49	8,49	8,31
Febrero	8,03	7,94	7,23	7,96	8,03	8,11	7,85	7,96	7,91	7,58	7,86
Marzo	7,23	7,22	7,13	7,06	7,11	7,00	7,14	6,89	7,22	6,99	7,10
Abril	6,02	5,95	5,89	5,98	5,87	5,85	5,97	5,26	6,05	5,82	5,87
Mayo	4,74	5,03	5,00	4,95	4,84	5,00	4,81	4,47	4,94	4,73	4,85
Junio	4,16	4,47	4,43	4,34	4,21	4,30	4,23	4,32	4,20	4,27	4,29
Julio	4,14	4,43	4,45	4,56	4,56	4,60	4,22	4,29	4,20	4,25	4,37
Agosto	4,96	4,99	5,21	5,21	4,95	5,29	5,20	4,83	5,27	4,63	5,05
Septiembre	5,99	6,41	6,36	6,13	5,76	6,20	5,97	6,05	6,59	5,91	6,14
Octubre	7,54	7,61	7,59	7,53	7,47	7,69	7,41	6,98	7,79	7,68	7,53
Noviembre	8,13	8,24	8,07	8,32	8,18	8,39	7,83	7,96	8,45	8,20	8,18
Diciembre	8,39	8,64	8,55	8,52	8,57	8,59	8,36	8,47	8,31	8,24	8,46

Tabla B.2 Detalle radiación global horizontal promedio mensual del periodo de estudio en Mejillones (EP). [36]

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,54	8,28	8,40	8,23	8,49	8,05	8,54	8,48	8,60	8,61	8,42
Febrero	8,10	7,94	7,51	8,07	8,03	8,17	8,04	8,06	8,06	8,05	8,00
Marzo	7,24	7,23	7,20	7,00	6,98	7,00	7,21	7,06	7,26	7,22	7,14
Abril	5,95	5,81	5,54	5,76	5,78	5,96	5,87	5,75	5,97	5,89	5,83
Mayo	4,51	4,87	4,85	4,85	4,81	4,80	4,71	4,56	4,79	4,77	4,75
Junio	4,10	4,19	4,25	4,14	4,14	4,25	4,23	4,21	4,20	4,28	4,20
Julio	4,36	4,28	4,36	4,38	4,47	4,45	4,38	4,47	4,17	4,28	4,36
Agosto	5,03	5,13	5,06	5,17	5,24	5,22	5,28	5,13	5,20	5,09	5,16
Septiembre	6,32	6,37	6,41	6,21	6,11	6,45	6,50	6,32	6,52	6,41	6,36
Octubre	7,63	7,52	7,57	7,57	7,56	7,78	7,56	7,45	7,57	7,80	7,60
Noviembre	8,22	8,23	8,17	8,02	8,37	8,41	8,04	8,17	8,27	8,43	8,23
Diciembre	8,62	8,70	8,61	8,58	8,67	8,63	8,61	8,65	8,35	8,58	8,60

Tabla B.3 Detalle radiación global horizontal promedio mensual del periodo de estudio en Taltal (EP). [36]

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,44	7,75	7,44	7,89	8,17	8,10	7,93	7,81	8,14	8,48	8,02
Febrero	7,94	7,50	7,04	7,34	7,79	7,93	7,61	7,33	7,30	7,64	7,54

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Marzo	6,91	6,54	6,54	5,89	6,20	6,69	6,63	6,23	6,80	6,48	6,49
Abril	5,21	4,88	5,04	5,07	4,76	5,11	4,78	4,52	5,05	5,00	4,94
Mayo	3,57	4,21	3,92	4,08	4,02	4,09	3,40	3,58	3,77	3,74	3,84
Junio	3,21	3,57	3,53	3,44	3,34	3,31	3,29	3,32	3,21	3,38	3,36
Julio	3,55	3,44	3,51	3,60	3,89	3,61	3,75	3,63	3,41	3,54	3,59
Agosto	4,03	4,21	3,94	4,34	4,40	4,40	4,15	3,88	4,40	4,05	4,18
Septiembre	4,65	4,91	5,09	4,94	5,10	5,07	5,31	4,89	4,75	4,99	4,97
Octubre	5,36	6,03	6,06	6,07	6,24	5,91	5,69	5,90	6,37	6,23	5,99
Noviembre	7,16	6,59	6,50	6,96	7,55	7,20	7,08	6,76	7,36	7,37	7,05
Diciembre	7,77	7,85	7,94	7,45	8,29	8,44	7,44	7,85	7,99	8,02	7,90

Tabla B.4 Detalle radiación global horizontal promedio mensual del periodo de estudio en Chañaral (EP). [36]

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,51	8,10	8,06	8,09	8,40	8,43	7,85	8,03	8,25	8,42	8,21
Febrero	8,04	7,76	7,23	7,62	8,07	8,09	7,80	7,75	7,48	7,89	7,77
Marzo	7,07	6,91	6,70	6,49	6,81	6,90	6,89	6,50	6,88	6,92	6,81
Abril	5,43	5,25	5,43	5,52	5,44	5,57	5,18	5,20	5,55	5,48	5,41
Mayo	4,15	4,44	4,38	4,40	4,21	4,38	4,06	4,19	4,36	4,18	4,28
Junio	3,68	3,75	3,87	3,85	3,77	3,78	3,88	3,82	3,63	3,85	3,79
Julio	4,12	3,93	4,05	4,15	4,12	4,07	4,09	4,10	3,82	4,15	4,06
Agosto	4,95	4,94	4,90	4,93	5,03	5,02	4,78	4,83	4,90	4,83	4,91
Septiembre	5,92	5,94	6,16	5,72	6,01	6,28	6,16	5,97	5,88	5,99	6,00
Octubre	6,30	6,95	6,84	6,73	6,90	6,94	6,62	6,84	6,96	7,23	6,83
Noviembre	7,43	7,21	7,32	7,64	8,12	7,84	7,87	7,69	7,72	7,92	7,68
Diciembre	7,81	8,21	8,44	8,01	8,31	8,63	7,95	8,47	8,48	8,59	8,29

Tabla B.5 Detalle radiación global horizontal promedio mensual del periodo de estudio en Caldera (EP). [36]

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	8,00	7,34	7,48	7,17	7,91	8,24	7,06	7,42	7,62	8,09	7,63
Febrero	7,79	7,16	6,73	7,14	7,52	7,90	7,26	7,09	7,10	7,56	7,33
Marzo	6,53	6,16	6,25	5,92	6,27	6,50	6,24	5,97	6,45	6,36	6,27
Abril	4,58	4,64	4,87	4,64	4,89	4,92	4,57	4,56	4,75	4,99	4,74
Mayo	3,64	3,98	4,19	3,75	3,88	3,96	3,56	3,72	3,72	3,65	3,81
Junio	3,42	3,62	3,61	3,63	3,56	3,61	3,74	3,57	3,59	3,62	3,60
Julio	3,66	3,58	3,65	3,90	3,91	3,60	3,84	3,74	3,81	3,90	3,76
Agosto	4,28	4,68	4,26	4,45	4,60	4,49	4,38	4,17	4,48	4,46	4,43
Septiembre	4,89	4,99	5,30	5,12	5,16	5,39	5,59	4,81	4,58	5,25	5,11
Octubre	5,39	5,94	5,96	6,05	6,31	5,92	5,85	6,11	6,00	6,25	5,98
Noviembre	6,46	6,08	6,25	6,87	6,75	6,94	7,07	6,79	6,46	6,76	6,64
Diciembre	6,81	7,12	7,61	7,44	7,59	7,86	7,31	7,49	7,65	7,88	7,48

Tabla B.6 Radiación en plano horizontal (PH) y con tracking (TR) para las localidades de estudio (EP) [36].

Mes	Mejillones		Caldera		Chañaral	
	Radiación PH	Radiación TR	Radiación PH	Radiación TR	Radiación PH	Radiación TR
	[kWh/m ² día]	[kWh/m ² día]	[kWh/m ² día]	[kWh/m ² día]	[kWh/m ² día]	[kWh/m ² día]
Ene	8,42	11,54	7,63	11,06	8,21	10,03
Feb	8,00	10,47	7,33	10,11	7,77	9,37
Mar	7,14	9,66	6,27	9,24	6,81	8,28
Abr	5,83	8,17	4,74	7,71	5,41	6,44
May	4,75	6,27	3,81	5,89	4,28	5,07
Jun	4,20	5,72	3,60	5,38	3,79	5,03
Jul	4,36	5,88	3,76	5,72	4,06	5,17
Ago	5,16	7,25	4,43	7,17	4,91	6,2
Sep	6,36	8,63	5,11	8,2	6,00	6,62
Oct	7,60	10,02	5,98	8,79	6,83	7,41
Nov	8,23	11,35	6,64	10,27	7,68	8,49
Dic	8,60	11,73	7,48	11,04	8,29	9,64

Anexo C: Validación correlaciones

Tabla C.1 Valores reales extraídos de tablas de vapor (EP).

T° [°C]	T° [°K]	P [Bar]	P [kPa]	hl [kJ/kg]	hgl [kJ/kg]	hg [kJ/kg]	C _p [kJ/kg°K]
18	291,15	0,020624	2,0624	75,5	2459,0	2534,5	
19	292,15	0,021957	2,1957	79,7	2456,7	2536,4	
20	293,15	0,023366	2,3366	83,9	2454,3	2538,2	4,1820
21	294,15	0,024853	2,4853	88,0	2452,0	2540,0	
22	295,15	0,026422	2,6422	92,2	2449,6	2541,8	
23	296,15	0,028076	2,8076	96,4	2447,2	2543,6	
24	297,15	0,029821	2,9821	100,6	2444,9	2545,5	
25	298,15	0,03166	3,1660	104,8	2442,5	2547,3	
26	299,15	0,033597	3,3597	108,9	2440,2	2549,1	
27	300,15	0,035636	3,5636	113,1	2437,8	2550,9	
28	301,15	0,037782	3,7782	117,3	2435,4	2552,7	
29	302,15	0,04004	4,0040	121,5	2433,0	2554,5	
30	303,15	0,042415	4,2415	125,7	2430,7	2556,4	4,1790
31	304,15	0,044911	4,4911	129,8	2428,4	2558,2	
32	305,15	0,047534	4,7534	134,0	2426,0	2560,0	
33	306,15	0,050288	5,0288	138,2	2423,6	2561,8	
34	307,15	0,05318	5,3180	142,4	2421,2	2563,6	
35	308,15	0,056216	5,6216	146,6	2418,8	2565,4	
36	309,15	0,0594	5,9400	150,7	2416,5	2567,2	
37	310,15	0,062739	6,2739	154,9	2414,1	2569,0	
38	311,15	0,06624	6,6240	159,1	2411,7	2570,8	
39	312,15	0,069908	6,9908	163,3	2409,3	2572,6	
40	313,15	0,07375	7,3750	167,5	2406,9	2574,4	4,1790
41	314,15	0,077773	7,7773	171,6	2404,6	2576,2	
42	315,15	0,081985	8,1985	175,8	2402,1	2577,9	
43	316,15	0,086391	8,6391	180,0	2399,7	2579,7	
44	317,15	0,091001	9,1001	184,2	2397,3	2581,5	
45	318,15	0,09582	9,5820	188,4	2394,9	2583,3	
46	319,15	0,10086	10,0860	192,5	2392,6	2585,1	
47	320,15	0,10612	10,6120	196,7	2390,2	2586,9	
48	321,15	0,11162	11,1620	200,9	2387,7	2588,6	
49	322,15	0,11736	11,7360	205,1	2385,3	2590,4	
50	323,15	0,12335	12,3350	209,3	2382,9	2592,2	4,1810
51	324,15	0,12961	12,9610	213,4	2380,5	2593,9	
52	325,15	0,13613	13,6130	217,6	2378,1	2595,7	
53	326,15	0,14293	14,2930	221,8	2375,7	2597,5	
54	327,15	0,15002	15,0020	226,0	2373,2	2599,2	
55	328,15	0,15741	15,7410	230,2	2370,8	2601,0	
56	329,15	0,16511	16,5110	234,4	2368,3	2602,7	

T° [°C]	T° [°K]	P [Bar]	P [kPa]	hl [kJ/kg]	hgl [kJ/kg]	hg [kJ/kg]	C _p [kJ/kg°K]
57	330,15	0,17313	17,3130	238,5	2366,0	2604,5	
58	331,15	0,18147	18,1470	242,7	2363,5	2606,2	
59	332,15	0,19016	19,0160	246,9	2361,1	2608,0	
60	333,15	0,1992	19,9200	251,1	2358,6	2609,7	4,1850
61	334,15	0,20861	20,8610	255,3	2356,1	2611,4	
62	335,15	0,21838	21,8380	259,5	2353,7	2613,2	
63	336,15	0,22855	22,8550	263,6	2351,3	2614,9	
64	337,15	0,23912	23,9120	267,8	2348,8	2616,6	
65	338,15	0,25009	25,0090	272,0	2346,4	2618,4	
66	339,15	0,2615	26,1500	276,2	2343,9	2620,1	
67	340,15	0,27334	27,3340	280,4	2341,4	2621,8	
68	341,15	0,28563	28,5630	284,6	2338,9	2623,5	
69	342,15	0,29838	29,8380	288,8	2336,4	2625,2	
70	343,15	0,31162	31,1620	293,0	2333,9	2626,9	4,1910
71	344,15	0,32535	32,5350	297,2	2331,4	2628,6	
72	345,15	0,33958	33,9580	301,4	2328,9	2630,3	
73	346,15	0,35434	35,4340	305,5	2326,5	2632,0	
74	347,15	0,36964	36,9640	309,7	2324,0	2633,7	
75	348,15	0,38549	38,5490	313,9	2321,5	2635,4	
76	349,15	0,40191	40,1910	318,1	2319,0	2637,1	
77	350,15	0,41891	41,8910	322,3	2316,4	2638,7	
78	351,15	0,43652	43,6520	326,5	2313,9	2640,4	
79	352,15	0,45474	45,4740	330,7	2311,4	2642,1	
80	353,15	0,4736	47,3600	334,9	2308,9	2643,8	4,1980
81	354,15	0,49311	49,3110	339,1	2306,3	2645,4	
82	355,15	0,51329	51,3290	343,3	2303,8	2647,1	
83	356,15	0,53416	53,4160	347,5	2301,2	2648,7	
84	357,15	0,55573	55,5730	351,7	2298,7	2650,4	
85	358,15	0,57803	57,8030	355,9	2296,1	2652,0	

Tabla C.2 Valores obtenidos por correlaciones (EP).

T° [°C]	T° [°K]	T° [°F]	P [kPa] ec. (4.43)	hl [kJ/kg] ec. (4.45)	hg [kJ/kg] ec. (4.44)	hgl [kJ/kg] calculado 5ta y 6ta col.	C _p [kJ/kg°K] ec. (4.47)
18	291,15	64,4	2,0985	75,5	2533,7	2458,2	4,1957
19	292,15	66,2	2,2345	79,6	2535,6	2455,9	4,1959
20	293,15	68	2,3781	83,8	2537,5	2453,7	4,1962
21	294,15	69,8	2,5298	88,0	2539,4	2451,3	4,1965
22	295,15	71,6	2,6897	92,2	2541,2	2449,0	4,1968
23	296,15	73,4	2,8584	96,4	2543,1	2446,7	4,1971
24	297,15	75,2	3,0362	100,5	2545,0	2444,4	4,1974

T° [°C]	T° [°K]	T° [°F]	P [kPa] ec. (4.43)	hl [kJ/kg] ec. (4.45)	hg [kJ/kg] ec. (4.44)	hgl [kJ/kg] calculado 5ta y 6ta col.	C_p [kJ/kg°K] ec. (4.47)
25	298,15	77	3,2236	104,7	2546,8	2442,1	4,1978
26	299,15	78,8	3,4209	108,9	2548,7	2439,8	4,1981
27	300,15	80,6	3,6286	113,1	2550,5	2437,5	4,1985
28	301,15	82,4	3,8472	117,3	2552,4	2435,1	4,1988
29	302,15	84,2	4,0771	121,4	2554,2	2432,8	4,1992
30	303,15	86	4,3188	125,6	2556,1	2430,5	4,1996
31	304,15	87,8	4,5729	129,8	2557,9	2428,1	4,2000
32	305,15	89,6	4,8397	134,0	2559,7	2425,8	4,2005
33	306,15	91,4	5,1200	138,1	2561,6	2423,4	4,2009
34	307,15	93,2	5,4142	142,3	2563,4	2421,1	4,2013
35	308,15	95	5,7228	146,5	2565,2	2418,7	4,2018
36	309,15	96,8	6,0466	150,7	2567,0	2416,4	4,2023
37	310,15	98,6	6,3860	154,8	2568,8	2414,0	4,2028
38	311,15	100,4	6,7417	159,0	2570,7	2411,6	4,2033
39	312,15	102,2	7,1144	163,2	2572,5	2409,3	4,2038
40	313,15	104	7,5047	167,4	2574,3	2406,9	4,2043
41	314,15	105,8	7,9133	171,6	2576,1	2404,5	4,2049
42	315,15	107,6	8,3409	175,7	2577,9	2402,1	4,2055
43	316,15	109,4	8,7882	179,9	2579,7	2399,7	4,2061
44	317,15	111,2	9,2560	184,1	2581,4	2397,3	4,2066
45	318,15	113	9,7450	188,3	2583,2	2395,0	4,2073
46	319,15	114,8	10,2561	192,4	2585,0	2392,6	4,2079
47	320,15	116,6	10,7899	196,6	2586,8	2390,2	4,2085
48	321,15	118,4	11,3474	200,8	2588,6	2387,7	4,2092
49	322,15	120,2	11,9294	205,0	2590,3	2385,3	4,2099
50	323,15	122	12,5368	209,2	2592,1	2382,9	4,2106
51	324,15	123,8	13,1705	213,3	2593,8	2380,5	4,2113
52	325,15	125,6	13,8314	217,5	2595,6	2378,1	4,2120
53	326,15	127,4	14,5204	221,7	2597,4	2375,7	4,2128
54	327,15	129,2	15,2385	225,9	2599,1	2373,2	4,2135
55	328,15	131	15,9868	230,1	2600,8	2370,8	4,2143
56	329,15	132,8	16,7661	234,2	2602,6	2368,3	4,2151
57	330,15	134,6	17,5777	238,4	2604,3	2365,9	4,2160
58	331,15	136,4	18,4225	242,6	2606,1	2363,5	4,2168
59	332,15	138,2	19,3016	246,8	2607,8	2361,0	4,2176
60	333,15	140	20,2162	251,0	2609,5	2358,5	4,2185
61	334,15	141,8	21,1673	255,2	2611,2	2356,1	4,2194
62	335,15	143,6	22,1563	259,3	2613,0	2353,6	4,2203
63	336,15	145,4	23,1843	263,5	2614,7	2351,1	4,2213
64	337,15	147,2	24,2525	267,7	2616,4	2348,7	4,2222
65	338,15	149	25,3622	271,9	2618,1	2346,2	4,2232

T° [°C]	T° [°K]	T° [°F]	P [kPa] ec. (4.43)	hl [kJ/kg] ec. (4.45)	hg [kJ/kg] ec. (4.44)	hgl [kJ/kg] calculado 5ta y 6ta col.	C _p [kJ/kg°K] ec. (4.47)
66	339,15	150,8	26,5146	276,1	2619,8	2343,7	4,2242
67	340,15	152,6	27,7112	280,3	2621,5	2341,2	4,2252
68	341,15	154,4	28,9531	284,4	2623,2	2338,7	4,2262
69	342,15	156,2	30,2419	288,6	2624,9	2336,2	4,2273
70	343,15	158	31,5789	292,8	2626,6	2333,7	4,2284
71	344,15	159,8	32,9655	297,0	2628,2	2331,2	4,2295
72	345,15	161,6	34,4033	301,2	2629,9	2328,7	4,2306
73	346,15	163,4	35,8936	305,4	2631,6	2326,2	4,2317
74	347,15	165,2	37,4381	309,6	2633,3	2323,7	4,2329
75	348,15	167	39,0382	313,8	2634,9	2321,2	4,2341
76	349,15	168,8	40,6957	318,0	2636,6	2318,6	4,2353
77	350,15	170,6	42,4120	322,1	2638,3	2316,1	4,2365
78	351,15	172,4	44,1889	326,3	2639,9	2313,6	4,2377
79	352,15	174,2	46,0280	330,5	2641,6	2311,0	4,2390
80	353,15	176	47,9311	334,7	2643,2	2308,5	4,2403
81	354,15	177,8	49,8999	338,9	2644,9	2305,9	4,2416
82	355,15	179,6	51,9361	343,1	2646,5	2303,4	4,2430
83	356,15	181,4	54,0417	347,3	2648,1	2300,8	4,2443
84	357,15	183,2	56,2184	351,5	2649,8	2298,3	4,2457
85	358,15	185	58,4682	355,7	2651,4	2295,7	4,2471

Tabla C.3 Error porcentual en relación Tabla C.1 y Tabla C.2 (EP).

T° [°C]	Presión	hl	hg	hgl	C _p
18	1,72	0,04	0,03	0,03	
19	1,74	0,06	0,03	0,03	
20	1,75	0,09	0,03	0,03	0,34
21	1,76	0,01	0,03	0,03	
22	1,77	0,02	0,02	0,02	
23	1,78	0,04	0,02	0,02	
24	1,78	0,06	0,02	0,02	
25	1,79	0,08	0,02	0,02	
26	1,79	0,00	0,02	0,02	
27	1,79	0,02	0,01	0,01	
28	1,79	0,04	0,01	0,01	
29	1,79	0,06	0,01	0,01	
30	1,79	0,07	0,01	0,01	0,49
31	1,79	0,01	0,01	0,01	
32	1,78	0,03	0,01	0,01	
33	1,78	0,04	0,01	0,01	
34	1,78	0,06	0,01	0,01	

T° [°C]	Presión	hl	hg	hgl	C_p
35	1,77	0,07	0,01	0,00	
36	1,76	0,02	0,01	0,01	
37	1,76	0,03	0,01	0,00	
38	1,75	0,05	0,01	0,00	
39	1,74	0,06	0,01	0,00	
40	1,73	0,07	0,01	0,00	0,60
41	1,72	0,02	0,01	0,00	
42	1,71	0,04	0,00	0,00	
43	1,70	0,05	0,00	0,00	
44	1,68	0,06	0,00	0,00	
45	1,67	0,07	0,00	0,00	
46	1,66	0,03	0,00	0,00	
47	1,65	0,04	0,00	0,00	
48	1,63	0,05	0,00	0,00	
49	1,62	0,06	0,00	0,00	
50	1,61	0,07	0,00	0,00	0,70
51	1,59	0,03	0,00	0,00	
52	1,58	0,04	0,00	0,00	
53	1,57	0,04	0,01	0,00	
54	1,55	0,05	0,00	0,00	
55	1,54	0,06	0,01	0,00	
56	1,52	0,07	0,00	0,00	
57	1,51	0,03	0,01	0,00	
58	1,50	0,04	0,01	0,00	
59	1,48	0,05	0,01	0,00	
60	1,46	0,05	0,01	0,00	0,79
61	1,45	0,06	0,01	0,00	
62	1,44	0,06	0,01	0,00	
63	1,42	0,03	0,01	0,01	
64	1,40	0,04	0,01	0,01	
65	1,39	0,04	0,01	0,01	
66	1,38	0,05	0,01	0,01	
67	1,36	0,05	0,01	0,01	
68	1,35	0,05	0,01	0,01	
69	1,34	0,06	0,01	0,01	
70	1,32	0,06	0,01	0,01	0,88
71	1,31	0,07	0,01	0,01	
72	1,29	0,07	0,01	0,01	
73	1,28	0,04	0,02	0,01	
74	1,27	0,04	0,02	0,01	
75	1,25	0,04	0,02	0,01	
76	1,24	0,05	0,02	0,02	
77	1,23	0,05	0,02	0,01	

T° [°C]	Presión	<i>hl</i>	<i>hg</i>	<i>hgl</i>	<i>C_p</i>
78	1,22	0,05	0,02	0,01	
79	1,20	0,05	0,02	0,02	
80	1,19	0,05	0,02	0,02	1,00
81	1,18	0,05	0,02	0,02	
82	1,17	0,05	0,02	0,02	
83	1,16	0,05	0,02	0,02	
84	1,15	0,05	0,02	0,02	
85	1,14	0,05	0,02	0,02	

Anexo D: Áreas de intercambio térmico

Tabla D.1 Detalle de Área de intercambio térmico de pre-calentadores y efectos en validación de modelo (EP).

PC/EF	U_{pc} [W/m ² °C]	T_{logpc} [°C]	A_{pc} [m ²]	U_{ef} [W/m ² °C]	T_{logef} [°C]	A_{ef} [m ²]
1	1.949,37	2,37	5,33	2.476,31	5,00	15,43
2	1.942,53	2,51	5,05	2.466,31	1,81	32,98
3	1.935,38	2,64	4,81	2.455,86	1,79	33,16
4	1.927,93	2,78	4,60	2.444,93	1,75	33,22
5	1.920,21	2,90	4,41	2.433,51	1,72	33,09
6	1.912,23	3,03	4,25	2.421,56	1,69	32,89
7	1.904,03	3,15	4,10	2.409,06	1,65	32,46
8	1.895,61	3,27	3,96	2.395,99	1,61	31,92
9	1.886,99	3,39	3,84	2.382,32	1,57	31,18
10	1.878,21	3,50	3,73	2.368,02	1,53	30,20
11	1.869,28	3,62	3,63	2.353,07	1,48	29,09
12	1.860,23	3,74	3,53	2.337,45	1,44	27,67
13	1.851,08	3,85	3,44	2.321,13	1,40	25,97
14	-	-	-	2.304,07	1,36	23,95
			Promedio		Promedio	30,60

Nota: En la Tabla D.1, primera columna, PC: pre-calentador y EF: efecto.

Tabla D.2 Detalle variación de temperatura de agua de alimentación T_{aa} (EP).

Pre-calentador	Área no fija		Área fija	Delta [°C]
	T_{aa} [°C]	T_{aa} [°C]	T_{aa} [°C]	
1	67,00	66,50	66,50	-0,50
2	64,31	63,92	63,92	-0,39
3	61,62	61,34	61,34	-0,28
4	58,92	58,76	58,76	-0,17
5	56,23	56,17	56,17	-0,06
6	53,54	53,58	53,58	0,04
7	50,85	50,99	50,99	0,15
8	48,15	48,40	48,40	0,24
9	45,46	45,80	45,80	0,34
10	42,77	43,19	43,19	0,42
11	40,08	40,56	40,56	0,48
12	37,38	37,88	37,88	0,49
13	34,69	35,08	35,08	0,39
14	32,00	32,00	32,00	0,00

Nota: Pre-calentador 14 corresponde a la entrada del último equipo (el treceavo) y pre-calentador 13 es la salida del mismo equipo. Pre-calentador 13 es la entrada el antepenúltimo equipo (doceavo) y pre-calentador 12 es la salida del mismo. Esto se repite para todos los equipos.

Tabla D.3 Detalle de Área de intercambio térmico de condensador final en validación de modelo (EP).

U_c [W/m ² °C]	1.819,97
T_{logc} [°C]	5,56
A_c [m ²]	12,98

Tabla D.4 Detalle variación porcentual de \dot{m}_{vc} (EP).

Pre-calentador	Área no fija		Área fija	
	\dot{m}_{vc} [kg/s]	\dot{m}_{vc} [kg/s]	\dot{m}_{vc} [kg/s]	%
1	0,0107	0,0107	0,0102	-4,67
2	0,0106	0,0106	0,0102	-3,77
3	0,0106	0,0106	0,0102	-3,77
4	0,0106	0,0106	0,0101	-4,72
5	0,0105	0,0105	0,0101	-3,81
6	0,0105	0,0105	0,0101	-3,81
7	0,0105	0,0105	0,0101	-3,81
8	0,0104	0,0104	0,0101	-2,88
9	0,0104	0,0104	0,0101	-2,88
10	0,0104	0,0104	0,0101	-2,88
11	0,0103	0,0103	0,0103	0,00
12	0,0103	0,0103	0,0107	3,88
13	0,0103	0,0103	0,0118	14,56

Tabla D.5 Detalle variación porcentual de \dot{m}_v (EP).

Efecto	Área no fija		Área fija	
	\dot{m}_v [kg/s]	\dot{m}_v [kg/s]	\dot{m}_v [kg/s]	%
1	0,0631	0,0631	0,0631	0,00
2	0,0620	0,0620	0,0584	-5,81
3	0,0606	0,0606	0,0571	-5,78
4	0,0588	0,0588	0,0557	-5,27
5	0,0568	0,0568	0,0542	-4,58
6	0,0544	0,0544	0,0527	-3,13
7	0,0518	0,0518	0,0511	-1,35
8	0,0489	0,0489	0,0495	1,23
9	0,0457	0,0457	0,0479	4,81
10	0,0424	0,0424	0,0462	8,96
11	0,0388	0,0388	0,0445	14,69
12	0,0350	0,0350	0,0428	22,29
13	0,0310	0,0310	0,0411	32,58
14	0,0372	0,0372	0,0395	6,18

Tabla D.6 Detalle variación porcentual de \dot{m}_{ve} (EP).

Efecto	Área no fija	Área fija	%
	\dot{m}_{ve} [kg/s]	\dot{m}_{ve} [kg/s]	
1	0,0738	0,0733	-0,68
2	0,0630	0,0590	-6,35
3	0,0619	0,0580	-6,30
4	0,0605	0,0569	-5,95
5	0,0587	0,0558	-4,94
6	0,0567	0,0546	-3,70
7	0,0543	0,0533	-1,84
8	0,0517	0,0530	2,51
9	0,0488	0,0506	3,69
10	0,0457	0,0492	7,66
11	0,0423	0,0479	13,24
12	0,0387	0,0469	21,19
13	0,0349	0,0465	33,24
14	0,0310	0,0333	7,42

Tabla D.7 Detalle variación porcentual de S_b (EP).

Efecto	Área no fija	Área fija	%
	S [ppm]	S [ppm]	
1	36.219	36.211	-0,02
2	37.504	37.421	-0,22
3	38.855	38.689	-0,43
4	40.269	40.017	-0,63
5	41.742	41.405	-0,81
6	43.269	42.857	-0,95
7	44.842	44.374	-1,04
8	46.452	45.957	-1,07
9	48.086	47.608	-0,99
10	49.728	49.331	-0,80
11	51.363	51.131	-0,45
12	52.968	53.021	0,10
13	54.522	55.030	0,93
14	56.000	56.633	1,13

Tabla D.8 Detalle variación de aumento temperatura por efecto de sales (BPE) (EP).

Efecto	Área no fija	Área fija	Delta [°C]
	BPE [°C]	BPE [°C]	
1	0,725	0,724	0,000
2	0,753	0,751	-0,002
3	0,784	0,780	-0,005
4	0,818	0,810	-0,007
5	0,853	0,843	-0,010
6	0,890	0,878	-0,013
7	0,929	0,915	-0,015
8	0,970	0,955	-0,016
9	1,012	0,997	-0,015
10	1,055	1,042	-0,013
11	1,099	1,091	-0,008
12	1,142	1,143	0,002
13	1,183	1,201	0,017
14	1,223	1,245	0,022

Anexo E: Detalle días soleados, parciales y nublados.

Tabla E.1 Detalle días soleados, parciales y nublados para Caldera (EP).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	En el año
Soleado	27	28	31	22	23	24	26	22	19	12	12	13	259
Parcial	4	0	0	7	7	6	5	7	5	13	17	18	89
Nublado	0	0	0	1	1	0	0	2	6	6	1	0	17
2003	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	20	22	25	22	25	26	25	30	20	15	12	14	256
Parcial	9	5	5	7	6	4	5	1	6	14	12	15	89
Nublado	2	1	1	1	0	0	1	0	4	2	6	2	20
2004	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	22	18	26	23	30	30	26	22	22	18	11	20	268
Parcial	9	9	5	7	1	0	5	8	8	10	13	10	85
Nublado	0	1	0	0	0	0	0	1	0	3	6	1	12
2005	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	20	22	23	19	26	29	29	25	19	17	16	21	266
Parcial	10	6	7	11	5	1	2	4	7	12	11	9	85
Nublado	1	0	1	0	0	0	0	2	4	2	3	1	14
2006	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	24	24	24	23	25	29	31	27	21	21	16	24	289
Parcial	5	4	6	7	6	1	0	3	6	6	12	6	62
Nublado	2	0	1	0	0	0	0	1	3	4	2	1	14
2007	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	29	28	27	24	26	28	27	28	22	15	18	25	297
Parcial	2	0	4	5	5	2	4	3	8	15	10	5	63
Nublado	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	1	5
2008	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	20	22	25	19	23	30	28	24	23	15	16	14	259
Parcial	7	6	6	10	8	0	3	7	6	12	14	16	95
Nublado	4	0	0	1	0	0	0	0	1	4	0	1	11
2009	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	20	20	21	18	24	27	28	24	17	18	12	18	247
Parcial	10	7	10	11	6	3	3	6	11	10	18	12	107
Nublado	1	1	0	1	1	0	0	1	2	3	0	1	11
2010	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	21	22	28	24	25	27	28	26	17	18	15	24	275
Parcial	10	5	2	6	6	2	3	3	6	8	11	6	68
Nublado	0	1	1	0	0	1	0	2	7	5	4	1	22
2011	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	28	24	26	25	23	28	28	27	19	20	16	25	289
Parcial	2	4	5	4	8	2	3	3	10	9	12	5	67
Nublado	1	0	0	1	0	0	0	1	1	2	2	0	8
2012	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	30	

Tabla E.2 Detalle días soleados, parciales y nublados para Chañaral (EP).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	En el año
Soleado	31	28	31	26	21	23	30	28	24	17	21	24	304
Parcial	0	0	0	4	8	5	1	1	5	12	8	7	51
Nublado	0	0	0	0	2	2	0	2	1	2	1	0	10
2003	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	28	27	31	23	29	25	26	29	25	28	21	27	319
Parcial	3	1	0	4	2	3	4	2	4	1	7	4	35
Nublado	0	0	0	3	0	2	1	0	1	2	2	0	11
2004	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	29	22	27	27	27	27	27	28	29	27	19	29	318
Parcial	2	5	3	3	4	3	3	2	1	1	10	2	39
Nublado	0	1	1	0	0	0	1	1	0	3	1	0	8
2005	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	28	26	27	28	28	28	31	27	21	22	26	27	319
Parcial	2	2	2	2	3	1	0	2	7	8	3	2	34
Nublado	1	0	2	0	0	1	0	2	2	1	1	2	12
2006	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	29	28	29	26	26	28	29	30	26	24	27	28	330
Parcial	2	0	2	4	2	1	2	0	3	6	3	3	28
Nublado	0	0	0	0	3	1	0	1	1	1	0	0	7
2007	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	30	28	30	28	27	27	29	29	27	23	26	30	334
Parcial	1	0	1	2	3	2	1	2	3	8	4	1	28
Nublado	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	3
2008	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	26	25	30	23	22	29	28	26	26	21	26	24	306
Parcial	2	3	1	4	6	0	3	3	4	9	4	6	45
Nublado	3	0	0	3	3	1	0	2	0	1	0	1	14
2009	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	25	27	25	24	26	26	28	27	25	22	25	30	310
Parcial	6	1	5	5	2	4	3	2	4	8	3	1	44
Nublado	0	0	1	1	3	0	0	2	1	1	2	0	11
2010	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	27	23	30	28	26	24	22	27	22	24	23	30	306
Parcial	4	4	0	2	5	3	7	2	7	5	6	1	46
Nublado	0	1	1	0	0	3	2	2	1	2	1	0	13
2011	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	30	28	31	27	24	26	29	26	25	31	28	28	333
Parcial	1	0	0	3	6	4	1	3	4	0	2	2	26
Nublado	0	0	0	0	1	0	1	2	1	0	0	0	5
2012	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	30	

Tabla E.3 Detalle días soleados, parciales y nublados para Mejillones (EP).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	En el año
Soleado	31	28	31	29	25	24	28	25	28	31	29	31	340
Parcial	0	0	0	1	5	5	2	5	1	0	1	0	20
Nublado	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	5
2003	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	30	28	31	28	30	27	26	27	27	30	29	31	344
Parcial	1	0	0	1	1	3	4	4	3	0	1	0	18
Nublado	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	3
2004	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	31	24	31	24	30	28	29	25	28	31	28	31	340
Parcial	0	3	0	4	1	2	2	6	2	0	2	0	22
Nublado	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	3
2005	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	30	28	29	28	29	27	29	28	26	30	29	31	344
Parcial	1	0	2	1	2	1	2	1	2	1	0	0	13
Nublado	0	0	0	1	0	2	0	2	2	0	1	0	8
2006	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	31	28	29	28	31	26	30	29	25	30	30	31	348
Parcial	0	0	2	2	0	4	1	2	4	0	0	0	15
Nublado	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2
2007	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	27	28	29	30	30	29	29	28	28	31	30	31	350
Parcial	3	0	2	0	0	1	2	2	1	0	0	0	11
Nublado	1	0	0	0	1	0	0	1	1	0	0	0	4
2008	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	31	28	31	29	29	28	27	29	30	31	27	31	351
Parcial	0	0	0	1	1	2	3	2	0	0	3	0	12
Nublado	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	2
2009	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	30	28	29	29	25	28	31	26	27	29	28	31	341
Parcial	1	0	1	0	5	2	0	5	2	1	2	0	19
Nublado	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	5
2010	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	31	28	31	30	30	27	23	29	28	29	29	29	344
Parcial	0	0	0	0	0	3	6	1	2	2	1	2	17
Nublado	0	0	0	0	1	0	2	1	0	0	0	0	4
2011	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Soleado	31	27	31	27	29	29	24	26	28	31	30	29	342
Parcial	0	1	0	3	1	1	5	3	2	0	0	1	17
Nublado	0	0	0	0	1	0	2	2	0	0	0	0	5
2012	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	30	

Anexo F: Continuidad de operación de la planta.

Tabla 0.1 Detalle de calor mensual estimado para puesta en marcha para cada efecto (Mejillones). (EP).

Q_{ef} [kW]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	230,62	230,62	235,46	244,24	252,55	260,63	261,78	260,40	256,47	251,39	243,78	236,39
2	186,00	186,00	190,17	197,71	204,85	211,80	212,79	211,60	208,23	203,86	197,31	190,96
3	170,62	170,62	174,71	182,11	189,12	195,94	196,91	195,74	192,43	188,15	181,72	175,49
4	155,55	155,55	159,56	166,82	173,70	180,38	181,34	180,19	176,94	172,74	166,44	160,33
5	140,87	140,87	144,79	151,90	158,64	165,19	166,13	165,00	161,82	157,71	151,53	145,54
6	126,58	126,58	130,42	137,38	143,97	150,38	151,30	150,20	147,09	143,06	137,01	131,16
7	112,73	112,73	116,49	123,29	129,73	136,00	136,89	135,82	132,77	128,84	122,93	117,20
8	99,38	99,38	103,05	109,69	115,99	122,11	122,98	121,94	118,96	115,11	109,34	103,75
9	86,56	86,56	90,14	96,63	102,78	108,76	109,62	108,59	105,69	101,93	96,29	90,83
10	74,34	74,34	77,85	84,20	90,21	96,05	96,89	95,89	93,05	89,37	83,86	78,52
11	62,84	62,84	66,28	72,50	78,40	84,13	84,95	83,97	81,18	77,58	72,17	66,93
12	52,20	52,20	55,61	61,77	67,60	73,27	74,08	73,11	70,36	66,79	61,44	56,26
13	42,67	42,67	46,11	52,34	58,23	63,97	64,78	63,80	61,02	57,41	52,01	46,77
14	22,97	22,97	25,40	29,78	33,94	37,98	38,55	37,86	35,90	33,36	29,55	25,86
Suma	1.563,92	1.563,92	1.616,04	1.710,36	1.799,72	1.886,59	1.899,00	1.884,11	1.841,91	1.787,31	1.705,40	1.625,97

Tabla 0.2 Detalle de calor mensual estimado para puesta en marcha para condensador final (Mejillones). (EP).

Q_c [kW]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
	639,8	639,8	775,5	1.021,0	1.253,7	1.479,8	1.512,2	1.473,4	1.363,5	1.221,4	1.008,1	801,3

Tabla 0.3 Detalle de calor mensual estimado para puesta en marcha para cada pre-calentador (Mejillones). (EP).

Q_{pc} [kW]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6.132,5	6.132,5	6.269,1	6.516,3	6.750,4	6.978,1	7.010,6	6.971,6	6.861,0	6.717,9	6.503,3	6.295,1
2	5.722,2	5.722,2	5.858,7	6.105,7	6.339,7	6.567,1	6.599,6	6.560,6	6.450,2	6.307,2	6.092,7	5.884,7
3	5.312,6	5.312,6	5.448,9	5.695,7	5.929,5	6.156,8	6.189,3	6.150,4	6.039,9	5.897,1	5.682,7	5.474,9
4	4.903,2	4.903,2	5.039,5	5.286,1	5.519,7	5.746,9	5.779,3	5.740,4	5.630,1	5.487,3	5.273,1	5.065,4
5	4.494,3	4.494,3	4.630,5	4.877,0	5.110,5	5.337,5	5.369,9	5.331,0	5.220,7	5.078,1	4.864,0	4.656,5
6	4.085,7	4.085,7	4.221,8	4.468,1	4.701,5	4.928,4	4.960,8	4.921,9	4.811,7	4.669,1	4.455,2	4.247,7
7	3.677,2	3.677,2	3.813,3	4.059,5	4.292,7	4.519,4	4.551,8	4.513,0	4.402,8	4.260,3	4.046,5	3.839,2
8	3.269,0	3.269,0	3.404,9	3.651,0	3.884,1	4.110,7	4.143,1	4.104,3	3.994,2	3.851,7	3.638,1	3.430,8
9	2.860,3	2.860,3	2.996,2	3.242,1	3.475,1	3.701,6	3.734,0	3.695,2	3.585,1	3.442,8	3.229,2	3.022,1
10	2.450,0	2.450,0	2.585,8	2.831,7	3.064,6	3.291,0	3.323,3	3.284,5	3.174,5	3.032,2	2.818,7	2.611,7
11	2.035,4	2.035,4	2.171,2	2.417,0	2.649,8	2.876,1	2.908,4	2.869,6	2.759,7	2.617,4	2.404,0	2.197,1
12	1.609,8	1.609,8	1.745,6	1.991,2	2.224,0	2.450,2	2.482,5	2.443,7	2.333,8	2.191,6	1.978,3	1.771,5
13	1.157,2	1.157,2	1.292,9	1.538,4	1.771,1	1.997,2	2.029,6	1.990,8	1.880,9	1.738,8	1.525,5	1.318,7
Suma	47.709,4	47.709,4	49.478,5	52.679,8	55.712,6	58.661,2	59.082,4	58.576,9	57.144,8	55.291,4	52.511,3	49.815,5

Anexo G: Parámetros de operación plantas modeladas en Chile.

Tabla G.1 Detalle de Flujo máxicos y Taa para Plantas modeladas en Chile (EP).

	Ef o PC	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
\dot{m}_{ve} [kg/s]	Mejillones	1,09	0,78	0,77	0,76	0,74	0,73	0,72	0,70	0,69	0,68	0,67	0,66	0,67	0,45
	Caldera	1,81	1,29	1,27	1,25	1,23	1,21	1,19	1,17	1,14	1,12	1,10	1,10	1,12	0,74
	Chañaral	1,59	1,13	1,11	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98	0,97	0,96	0,98	0,65
\dot{m}_{vf} [kg/s]	Mejillones	0,00	0,16	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10
	Caldera	0,00	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,20	0,19	0,18	0,18	0,17
	Chañaral	0,00	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,16	0,15
\dot{m}_v [kg/s]	Mejillones	0,92	0,77	0,75	0,73	0,72	0,70	0,68	0,66	0,64	0,62	0,60	0,58	0,57	0,55
	Caldera	1,52	1,27	1,25	1,22	1,19	1,16	1,13	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,91
	Chañaral	1,34	1,12	1,09	1,07	1,04	1,02	0,99	0,96	0,93	0,91	0,88	0,85	0,82	0,80
\dot{m}_{vc} [kg/s]	Mejillones	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	0,19	0,21	-
	Caldera	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,29	0,29	0,31	0,35	-
	Chañaral	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,26	0,27	0,31	-
\dot{m}_b [kg/s]	Mejillones	29,69	28,75	27,82	26,92	26,03	25,16	24,31	23,48	22,67	21,87	21,09	20,32	19,54	18,99
	Caldera	49,25	47,70	46,16	44,66	43,19	41,74	40,33	38,95	37,61	36,29	34,99	33,71	32,42	31,51
	Chañaral	43,18	41,81	40,47	39,15	37,86	36,60	35,36	34,15	32,97	31,81	30,68	29,56	28,42	27,62
T_{aa} [°C]	Mejillones	67,19	64,07	60,95	57,82	54,70	51,56	48,43	45,29	42,15	38,99	35,79	32,50	29,00	25,00
	Caldera	67,19	64,07	60,95	57,82	54,70	51,56	48,43	45,29	42,15	38,99	35,79	32,50	29,00	25,00
	Chañaral	67,19	64,07	60,95	57,82	54,70	51,56	48,43	45,29	42,15	38,99	35,79	32,50	29,00	25,00
	Delta	3,12	3,12	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,14	3,15	3,16	3,20	3,29	3,50	4,00

Anexo H: Estimación de costos

- **Toneladas de metales en tubos y precios**

Existen dos plantas de la empresa Sidem Veolia de funcionamiento MED que además generan electricidad. Estas son Marafiq (Arabia Saudita) y Al Hidd (Bahrain) cuyas toneladas de tubos son las mostradas en la Tabla H.1. Con ellas se pueden ver una relación entre la capacidad de la planta y las toneladas de metales. De ahí, se estiman las toneladas de metales requeridos para las plantas en Chile según la capacidad, mostradas en la tabla Tabla H.2. Aquí se ocupa un factor 1.000 para el Titanio, de 40 para el Bronce y de 47 para el Acero.

Tabla H.1 Capacidad, toneladas de metales y relación entre ellos (EP) [49].

Planta	Marafiq (Arabia Saudita)	Al hidd (Bahrain)
Capacidad [m ³ /día]	800.000	272.760
Tubos Titanio (ton)	800	300
Cap/Titanio	1.000	909
Tubos Bronce (ton)	20.000	6.000
Cap/Bronce	40	45
Tubos Acero (ton)	16.000	6.000
Cap/Acero	50	45,46

Tabla H.2 Estimación de toneladas de tubos para las localidades en Chile (EP).

Piping (ton)	Mejillones	Caldera	Chañaral	Factor usado
Tubos Titanio	1,02	1,69	1,48	1.000
Tubos Bronce	25,47	42,25	37,04	40
Tubos Acero	21,67	35,96	31,53	47
Capacidad [m ³ /día]	1.018,70	1.690,10	1.481,70	-

Luego, para ver el precio que tendría esa cantidad de tubos se ven los precios del Titanio y el Bronce en “*Metal prices*”[50], mientras que el acero se estima con “*Aceros Otero*”. De aquí se tienen los costos dados por la Tabla H.3.

Tabla H.3 Costo en dólares de tubos en plantas de Chile (EP).

Piping (US\$)	Mejillones	Caldera	Chañaral
Tubos Titanio	24.300	40.316	35.344
Tubos Bronce	161.291	267.594	234.598
Tubos Acero	33.497	55.574	48.721
Total	219.088	363.483	318.663

- **Costo terreno.**

En primer lugar, para esto se empleó la superficie requerida por los colectores solares para cada una de las localidades, dado que es la superficie más grande de toda la planta. Para Mejillones corresponde a 12.960 m², 22.140 m² para Caldera y 21.708 m² para Chañaral. Posteriormente, se estima un 5% más que esa superficie para costear el terreno. Luego, se busca en el Servicio de Impuestos Internos [46] el costo de terrenos en cada localidad de estudio. Con ello se pueden obtener los valores de la Tabla H.4.

Tabla H.4 Costo estimado de terreno para cada localidad de estudio en Chile (EP).

Lugar	\$/m ²	US\$/m ²	Costo terreno US\$
Mejillones	15.961	29,02	394.904
Caldera	26.385	47,97	1.115.222
Chañaral	7.863	14,30	325.863

- **Consumo y producción energía térmica anual.**

Aquí se presentan los detalles para el cálculo de ahorro en petróleo usando energía solar. En la Tabla H.5 se presenta la energía consumida por la planta y la que se genera con los colectores solares, con lo que se obtiene el porcentaje de energía suplido por ciudad. En la Tabla H.6 se presenta el volumen en m³ requerido para suplir el consumo por medio de petróleo en el caso convencional y el caso solar, dado en la última fila el costo en dólares de ello.

Tabla H.5 Consumo y generación de energía, por mes, y porcentaje de energía suplido (EP).

Mes	Mejillones			Caldera		
	Consumo [GJ]	Generado [Gj]	% suplido	Consumo [GJ]	Generado [Gj]	% suplido
Ene	7.680,01	10.508,48	100,00	12.720,35	17.205,28	100,00
Feb	6.998,72	8.688,35	100,00	11.591,93	14.332,25	100,00
Mar	7.680,01	8.796,52	100,00	12.720,35	14.374,03	100,00
Abr	7.432,27	7.199,72	96,87	12.310,02	11.607,01	94,29
May	7.680,01	5.709,54	74,34	12.720,35	9.162,67	72,03
Jun	7.432,27	5.040,68	67,82	12.310,02	8.099,32	65,79
Jul	7.680,01	5.354,41	69,72	12.720,35	8.898,21	69,95
Ago	7.680,01	6.601,95	85,96	12.720,35	11.153,87	87,69
Sep	7.432,27	7.605,09	100,00	12.310,02	12.344,68	100,00
Oct	7.680,01	9.124,34	100,00	12.720,35	13.673,99	100,00
Nov	7.432,27	10.002,06	100,00	12.310,02	15.460,96	100,00
Dic	7.680,01	10.681,49	100,00	12.720,35	17.174,16	100,00

Chañaral			
Mes	Consumo [GJ]	Generado [Gj]	% suplido
Ene	11.108,96	15.298,53	100,00
Feb	10.123,49	13.024,02	100,00
Mar	11.108,96	12.629,29	100,00
Abr	10.750,61	9.505,92	88,42
May	11.108,96	7.733,15	69,61
Jun	10.750,61	7.424,65	69,06
Jul	11.108,96	7.885,68	70,98
Ago	11.108,96	9.456,72	85,13
Sep	10.750,61	9.771,61	90,89
Oct	11.108,96	11.302,30	100,00
Nov	10.750,61	12.531,87	100,00
Dic	11.108,96	14.703,67	100,00

Tabla H.6 Volumen en m³ mensuales de petróleo con y sin energía solar y costo total en US\$ (EP).

	Mejillones		Caldera		Chañaral	
	Convencional	Solar	Convencional	Solar	Convencional	Solar
Ene	242,58	0	401,78	0	350,88	0
Feb	221,06	0	366,14	0	319,75	0
Mar	242,58	0	401,78	0	350,88	0
Abr	234,75	7,35	388,82	22,20	339,56	39,31
May	242,58	62,24	401,78	112,37	350,88	106,63
Jun	234,75	75,54	388,82	133,00	339,56	105,05
Jul	242,58	73,46	401,78	120,72	350,88	101,81
Ago	242,58	34,05	401,78	49,48	350,88	52,19
Sep	234,75	0	388,82	0	339,56	30,92
Oct	242,58	0	401,78	0	350,88	0
Nov	234,75	0	388,82	0	339,56	0
Dic	242,58	0	401,78	0	350,88	0
Suma	2.858,10	252,63	4.733,84	437,77	4.134,17	435,91
Costo US\$	2.952.154	260.943	4.889.631	452.181	4.270.221	450.254

- **Consumo energía bombas.**

Para esto se considera el primer lugar el costo de la energía eléctrica en cada una de las localidades de estudio, las cuales se presentan en la Tabla H.7.

Tabla H.7 Costo de energía eléctrica (EP).

Costo energía	Cargo fijo [\$/kWh]	Variable [\$/kWh]	Fuente
Mejillones	1.113,565	116,482	Elecda [51]
Caldera	1.099,756	242,911	Emelat [52]
Chañaral	1.099,756	242,911	Emelat [52]

Luego, en función del caudal que mueven las bombas se estima la potencia que tiene cada una de ellas por medio de catálogos de bombas “Salmsom”, mostrado en la Tabla H.8 [53].

Tabla H.8 Estimación de potencia, en kW, por bomba y localidad (EP).

	Mejillones	Caldera	Chañaral	Horas funcionamiento diaria
Campo solar	16,00	16,00	16,00	12
Acumulación	16,00	16,00	16,00	12
Primer efecto	12,00	13,00	13,00	24
Agua de mar	15,00	16,00	16,00	24

Con ello, finalmente se obtiene el costo por bomba anual y el total por cada localidad, mostrado en la Tabla 5.3.16 de la sección 5.3.6.2.

Anexo I: Ejemplo Flujo de caja

En la Tabla I.1 se presenta el VAN y la TIR para el flujo de caja hecho en Mejillones, con un costo de venta de 6 US\$/m³. El detalle de ello se presenta a continuación en la Tabla I.2. Se presenta esto a modo de ejemplo de cómo se incorporan los costos para ver el flujo.

Tabla I.1 Tasa de descuento, VAN y TIR para flujo de caja hecho en Mejillones (EP).

Tasa de descuento	10%
Valor terminal	12.422
Valor Presente Neto sin Valor Terminal	5.632
Valor Presente Neto con Valor Terminal	7.478
TIR sin Valor Terminal	20%
TIR con Valor Terminal	21%

Tabla I.2 Ejemplo Flujo de Caja realizado en Mejillones. Valores en Miles de Dólares (EP).

ITEM	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingreso Moneda (US\$ / Pesos) miles (M)	MUS\$										
INGRESOS OPERACIONALES		2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231
Ventas Locales		2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231
COSTOS VARIABLES		379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
Costo de Producción		379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
Energía eléctrica bombas		55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Petróleo caldera		261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Inhibidor de incrustaciones		63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
MARGEN CONTRIBUCIÓN		1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852
MARGEN CONTRIBUCIÓN %		83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
COSTOS FIJOS		46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Costos Personal		46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
EBITDA		1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806
EBITDA %		81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Depreciación y Amortizaciones		273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS		1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534
Impuestos		291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %		56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
Depreciación y Amortizaciones		273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
INVERSIONES	7.265	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión en Terrenos	434										
Inversión en Infraestructura / Obras	1.378										
Inversión en Equipamiento / Maquinaria	5.453										
FLUJO DE CAJA NETO	-7.265	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	-7.265	-5.751	-4.236	-2.721	-1.206	309	1.824	3.339	4.854	6.368	7.883

Nota: Continúa en próxima hoja.

ITEM	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingreso Moneda (US\$ / Pesos) miles (M)	MUS\$									
INGRESOS OPERACIONALES	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231
Ventas Locales	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231	2.231
COSTOS VARIABLES	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
Costo de Producción	379	379	379	379	379	379	379	379	379	379
Energía eléctrica bombas	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Petróleo caldera	261	261	261	261	261	261	261	261	261	261
Inhibidor de incrustaciones	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
MARGEN CONTRIBUCIÓN	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852	1.852
MARGEN CONTRIBUCIÓN %	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%	83%
COSTOS FIJOS	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Costos Personal	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
EBITDA	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806	1.806
EBITDA %	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Depreciación y Amortizaciones	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534	1.534
Impuestos	291	291	291	291	291	291	291	291	291	291
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242	1.242
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%	56%
Depreciación y Amortizaciones	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
INVERSIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión en Terrenos										
Inversión en Infraestructura / Obras										
Inversión en Equipamiento / Maquinaria										
FLUJO DE CAJA NETO	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515	1.515
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	9.398	10.913	12.428	13.943	15.458	16.973	18.488	20.002	21.517	23.032

Anexo J: Marco jurídico aplicable en Chile

En la Constitución Política de la República, en su artículo 19 N°23 establece que son bienes del Estado, aquellos que pertenecen a la nación toda y hayan sido declarados de ese rango por ley. Los bienes estatales están excluidos del comercio humano y sólo admiten su uso y goce por medio de autorizaciones, permisos o concesiones temporales administrativas. Luego, el artículo 595 del Código civil se dispone que: “Todas las aguas son bienes nacionales de uso público”, los cuales se han definido por el artículo 589 de dicho cuerpo legal como “aquellos cuyo dominio pertenece a la nación toda”. [23]

Por otro lado, el Código de Aguas se encarga de regular el régimen jurídico aplicable a las aguas terrestres dentro de las cuales se encuentran las aguas superficiales y aguas subterráneas. Sin embargo, no se hace cargo de la regulación de aguas marítimas, de las cuales sólo existen un conjunto de normas aisladas a través de las cuales se ha intentado regular estas aguas. Entre las normas principales están:

- Ley sobre Concesiones Marítimas, DFL N°300 del 6 de abril de 1960.
- Reglamento de Concesiones Marítimas, Dirección General del territorio Marítimo y Marina Mercante.
- D.S. N°90/00 SEGPRES, Norma de Emisión para la Regulación de Contaminantes Asociados a las Descargas de Residuos Líquidos a Aguas Marinas y Continentales Superficiales.

Considerando que los propietarios de plantas desalinizadoras de agua basan su trabajo en desalinizar el agua de mar para luego venderla o usarla en procesos industriales (como minería). Y además, que el agua marina es un bien nacional de uso público, no concesible, es evidente la necesidad de regular el derecho sobre aguas marinas.

- **Propiedad del agua de mar [23]**

Para el funcionamiento de una planta desalinizadora es esencial el uso de agua de mar. Ahora bien, como esta es un bien nacional de uso público, en principio no es susceptible de apropiación por parte de privados. Luego, y como se dijo con anterioridad, se deben esclarecer los criterios que pueden usarse al momento de determinar el dominio del agua usada por plantas desalinizadoras.

Debe plantearse un medio que otorgue a los dueños de proyectos de desalinización derechos y obligaciones al dominio del uso de agua de mar. Una forma similar a la existente en la actualidad para las aguas terrestres en el Código de Aguas, donde se regulan cuotas o derechos de aprovechamiento sobre las aguas.

Por otro lado, el Reglamento de Concesiones Marítimas regula el uso y goce de proporciones de agua de mar y de suelo marino para la construcción de infraestructura y explotación de recursos marítimos. Lo anterior es una concesión de “uso y goce”, pero no de “aprovechamiento” ni de “disposición” del agua de mar. Asimismo, no es un aprovechamiento normal de agua marina,

conforme al destino principal de este bien (por ejemplo, para el baño o producción de salmoneras), sino anormal que implica la transformación artificial del agua de mar. Luego, la concesión antes mencionada no incluiría la concesión de aprovechamiento consuntivo del agua marina como recurso natural.

- **Propiedad del agua desalinizada [23]**

Dada la inconsistencia de la actual normativa chilena en materia de aguas marinas y el problema en relación a la determinación de la propiedad sobre esta agua, es menester referirse a posibles soluciones para la determinación de la propiedad del agua de mar una vez que ha sido desalinizada.

Primero que todo, lograda la desalinización, el agua obtenida es un producto la que no se considera como agua de mar. Lo anterior, pues dicho producto ha perdido su esencia como tal dado que no posee sales ni minerales como el agua marina. Entonces, surge la interrogante de qué régimen jurídico debe aplicar sobre este nuevo producto que no clasifica ni como agua de mar ni como agua terrestre regulada por el Código de aguas. Luego se proponen dos respuestas:

a) Ocupación:

El artículo 606 del Código Civil de la República de Chile define la ocupación como:

“por la ocupación se adquiere el dominio de las cosas que no pertenecen a nadie, y cuya adquisición no está prohibida por las leyes chilenas, o por el Derecho Internacional”. Consideradas, entonces, las aguas desalinizadas un producto nuevo, podrían formar parte de aquellas cosas que no pertenecen al dominio de nadie y que por ocupación pasarían a ser propiedad de quien las produce (de quien tiene la titularidad de la planta desalinizadora).

A pesar de lo anteriormente expuesto, se debe tener presente que esa concepción surge de considerar al agua desalinizada como un producto distinto del agua de mar. Si no fuera esto así, presentar la idea de ocupación de aguas iría en contra de las normas del derecho chileno.

b) Adquisición por especificación:

El artículo 662, inciso 2º, Código Civil de la República de Chile menciona: “A menos que en la obra o artefacto el precio de la nueva especie valga mucho más que el de la materia, como cuando se pinta en lienzo ajeno, o de mármol ajeno se hace una estatua; pues en este caso la nueva especie pertenecerá al especificante, y el dueño de la materia tendrá solamente derecho a la indemnización de perjuicios”. Lo anterior indica una forma de adquirir el dominio de una materia como resultado del trabajo aplicado sobre la misma. De forma esencial, si el dueño de la planta desalinizadora toma el agua de mar, que pertenece a toda la nación y no tiene valor comercial, y la transforma en un producto distinto con un valor comercial considerable (como el agua para uso humano o industrial), forzosamente se debería pensar que se está dentro de la hipótesis del inciso antes citado.

Obtenida la disponibilidad del agua desalinizada por cualquiera de las dos alternativas antes mencionadas, el dueño de la planta desalinizadora tendrá propiedad, uso y goce, sobre el agua lograda luego del proceso. De esta forma, podrá comercializar, vender y transferir las aguas bajo un título real de dominio[23].

Anexo K: Código Matlab análisis de datos del explorador solar

- **Programa base**

Lee los datos de radiación global horizontal (GHI) guardados en un archivo separado por comas (csv) y los procesa según la localidad en estudio. Llena una matriz de doce columnas que da los meses del año y de 3 columnas por cada año de datos que se tengan. Como en estos archivos hay diez años, se tienen 30 columnas.

```
%Leer datos de archivo y guardarlos en una matriz
m=csvread ('datos_2003-2012.csv');
g=length(m);

%Parámetros del lugar
fi=-33.5*pi/180;%Latitud de caldera
az=0*pi/180;%azimut

%Matriz de recuento
SPN=zeros(30,12)%3 filas por año, 1 columna por mes del año

%Iniciadores
a=1;%Inicio primer día en datos
b=48;%Termino del primer día en datos
rad=0;
for i=1:g
    mes=m(i,2);%Mes
    dia=m(i,3);%Día
    n=elegir(dia,mes);%Día del año/Función elegir
    de=23.45*sin((360*pi*(284+n))/(365*180))*(pi/180);%Declinación
    %ángulo horario de salida y puesta del sol
    ws=acos(-tan(fi)*tan(de));
    rad=rad+m(i,7);%Sumar radiación del día [w/m2]
    %Radiación extraterrestre [kwh/m2día]

    Ho=((0.0864)/(pi))*(1353/3.6)*(1+0.033*cos((2*pi*n)/365.24))*cos(de)*cos(fi)
    *(sin(ws)-ws*cos(ws));
    if i==b%Cambio de día
        H=rad/2000;%Radiación en [kwh/m2día]
        Kt=H/Ho;%Coeficiente Kt
        an=m(i,1);%Año
        ann=anual(an);%Ponderación al año/Función anual
        pos=kt(Kt,ann);%Posición en la matriz/Función kt
        SPN(pos,mes)=SPN(pos,mes)+1%Guarda cantidad de días en matriz
        a=a+48;%Cambia inicio del día
        b=b+48;%Cambia el final del día
        rad=0;%Reinicia el valor de la radiación
    end
end
```

- **Función elegir**

Entrega el día del año “N”. Ingresa el día y el mes del año.

```
function [n]=elegir(d,m)
if m==1
```

```

n=d+0;
elseif m==2
n=d+31;
elseif m==3
n=d+59;
elseif m==4
n=d+90;
elseif m==5
n=d+120;
elseif m==6
n=d+151;
elseif m==7
n=d+181;
elseif m==8
n=d+212;
elseif m==9
n=d+243;
elseif m==10
n=d+273;
elseif m==11
n=d+304;
elseif m==12
n=d+334;
end

```

- **Función anual**

Devuelve la posición de día soleado para ser guardada en la matriz.

```

function [num]=anual(an)
if an==2003
num=1;
elseif an==2004
num=4;
elseif an==2005
num=7;
elseif an==2006
num=10;
elseif an==2007
num=13;
elseif an==2008
num=16;
elseif an==2009
num=19;
elseif an==2010
num=22;
elseif an==2011
num=25;
elseif an==2012
num=28;
end

```

- **Función kt**

Entrega la posición de día soleado, parcial o nublado para ser guardada en la matriz. Ingresa el valor que devuelve la función “anual” y el coeficiente Kt calculado previamente.

```
function [a]=kt(Kt,ann)
if Kt>=0.6%Soleado
    a=ann;
elseif (Kt<0.6)&&(Kt>=0.4)%Parcial
    a=ann+1;
elseif Kt<0.4%Nublado
    a=ann+2;
end
```

Anexo L: Código Matlab del modelo MES

A continuación se presenta el código programado en Matlab que modela la planta MES.

```
%% PLANTA DE DESALINIZACIÓN MES SOLAR
%Modelo para determinar los estados termodinámicos de una
%planta solar térmica de desalinización con tecnología
%destilación multiefectos, tipo MES (multieffect stack).
%Todas las temperaturas en [°C] o [°F] para calcular.
%Calor latente y entalpía en [kJ/kg]
%Presiones en [kPa] o [Bar]
%Flujo másico en [kg/s] o [m3/hr]

%% Parámetros entrada
Tb1=70; %Temperatura del primer efecto.
%Óptimo[Entre 70-75]. Top brine temperature.
Tbn=30; %Temperatura de devolución de concentrado al agua
%de mar [máximo 30°C].Igual a T° último efecto.
%Mínimum brine temperatura.
Taim=18; %T° agua ingreso mar [18°C Prom. norte Chile].
Mss=7.3; %Flujo steam [m3/hr].
%Si en vez de steam se usa agua caliente los cálculos siguen igual, pues el
%calor a entregar es el mismo. Ahora bien, se calcula el flujo de agua
%caliente equivalente para un delta de T° dado. Se ingresan, entonces, las
%T° de entrada y salida al primer efecto en caso que fuera agua caliente.
Tsal=Tb1+5; %T° salida 5°C más alta que la del 1er efecto.
Tent=95; %T° entrada agua caliente 1er efecto.

PPRAMB=37.5; %Porcentaje esperado de producto en relación
%al agua de mar bombeada.
Mmp=1667.1; %Agua esperada a producir [m3/día].
Xaa=35000; %Concentración inicial del agua de mar [35000 ppm
%promedio en Chile].
N=14; %Número de efectos.

%% Primeros cálculos
for j=1:9 %En 7-9 iteraciones ya converge
Nc=N-1; %Número de precalentadores.
Mprod=Mmp*1000/86400; %Agua esperada a producir en [kg/s],
%supuesto: densidad= 1[kg/lt]
Ms=Mss*1000/3600; %Flujo steam [kg/s].
Maa=Mprod*100/PPRAMB; %Flujo agua de alimentación [kg/s].
Saa=Xaa/1000; %Concentración de sal [gr sal/kg de solución].
%entrada al primer efecto.
Tavm=Taim+7; %T° salida agua enfriamiento condensador.
DT=(Tb1-Tbn)/(N-1); %Diferencia de T° entre un efecto y otro,
%se asume constante.
Ts=Tb1+5; %T° del steam °C.
Tsf=Ts*(9/5)+32; %T° steam en °F
Ps=1000*exp(-3892.7/(Ts+273.15-42.6776)+9.5);%Presión steam.
Taal=Tb1-2; %T° agua alimentación previo 1er efecto.
Taan=Tavm; %T° agua alimentación previo último efecto.
DTc=(Taal-Taan)/(Nc); %Diferencia de T° entre un precalentador
```

```

        %y otro, se asume constante.

Dtac=Tent-Tsal;           %Delta T° agua caliente.
Tpac=(Tent+Tsal)/2;     %T° promedio.
Tpacf=Tpac*(9/5)+32;    %en [°F]
Cpaca=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tpacf+1.3999989*(10^-
7)*Tpacf^2+1.3333336*(10^-9)*Tpacf^3)*4.1868;%Capacidad calorífica [kJ/kg°C]

hgs=2499.15+1.955*Ts-1.927*(10^-3)*Ts^2; %Entalpía steam vapor.
hls=(-31.92+1.0011833*Tsf-3.0833326*(10^-5)*Tsf^2+4.666663*(10^-
8)*Tsf^3+3.3333334*(10^-10)*Tsf^4)*2.326;%Entalpía steam líquido.

%% Definición de matrices para guardar cálculos.
Pb=zeros(2,length(N-1)); %Matriz para presión de efectos.
                        %Fila 1: Presión en [kPa].
                        %Fila 2: Presión en [Bar].

Tb=zeros(2,length(N-1)); %Matriz para T° de efectos.
                        %Fila 1:T°[°C].
                        %Fila 2:T°[°F].

BPE=zeros(1,length(N-1));%Matriz para las BPE de efectos.
Tv=zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de vapor de efectos.
Taa=zeros(2,length(N-1));%Matriz para T° de agua alimentación.
                        %Al pasar por precalentadores.
Td=zeros(1,length(N-1)); %Matriz para T° de destilado.

%Lvc=zeros(1,length(N-1));%Calor latente vapor de precalentador.
%Lv=zeros(1,length(N-1)); %Calor latente vapor a condensar.
Lve=zeros(1,length(N-1));%Calor latente vapor por ebullición.
Ls=hgs-hls;           %Calor latente steam.

Lf=zeros(3,length(N-1)); %Calor latente y entalpía para %flasheo.
                        %Fila 1:Entalpía agua saturada.
                        %Fila 2:Entalpía vapor saturado.
                        %Fila 3:Calor latente vapor.

Mvc=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico vapor en precalentador.
Mve=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico vapor por ebullición.
Mvf=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico vapor por flasheo.
Mv=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico vapor.
Md=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico destilado.
Mb=zeros(1,length(N-1)); %Flujo másico concentrado salino.
Macaliente=(Ms*Ls)/(Cpaca*Dtac); %Flujo de agua caliente en vez de Steam

Sb=zeros(3,length(N-1)); %Concentración salina:
                        %Fila 1:[g/kg].
                        %Fila 2:[g/g].
                        %Fila 3:[ppm].

Cpa=zeros(1,length(N-1)); %Para poder dimensionar.

%Rellenar matriz T° efectos y agua alimentación al precalentarse.
Tb(1,1)=Tb1;           %T° [°C]
Tb(2,1)=Tb1*(9/5)+32; %T° [°F]
Taa(1,1)=Taal;        %T° [°C]
Taa(2,1)=Taal*(9/5)+32;%T° [°F]
for i=1:N-1
    Tb(1,i+1)=Tb(1,i)-DT; %T° [°C]

```

```

    Tb(2,i+1)=Tb(1,i+1)*(9/5)+32;    %T° [°F]
    Taa(1,i+1)=Taa(1,i)-DTc;        %T° [°C]
    Taa(2,i+1)=Taa(1,i+1)*(9/5)+32; %T° [°F]
end

%Rellenar matriz de Presión efectos.
for i=1:N
    Pb(1,i)=1000*exp(-3892.7/(Tb(1,i)+273.15-42.6776)+9.5);%Presión kPa
    Pb(2,i)=Pb(1,i)/100; %Presión Bar
end

%Matriz de entalpías a Tb.
for i=1:N
    Lf(1,i)=(-31.92+1.0011833*Tb(2,i)-3.0833326*(10^-
5)*Tb(2,i)^2+4.666663*(10^-8)*Tb(2,i)^3+3.3333334*(10^-
10)*Tb(2,i)^4)*2.326;%Entalpía agua.
    Lf(2,i)= 2499.15+1.955*Tb(1,i)-1.927*(10^-3)*Tb(1,i)^2;%Entalpía vapor.
    Lf(3,i)=Lf(2,i)-Lf(1,i); %Calor latente.
end

%% Primer efecto
Tvel=Tb(1,1); %Primera aproximación.
Lve(1)=Lf(3,1);%Se guarda calor latente "vapor evaporado".

Cpaal=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taa(2,1)+1.3999989*(10^-
7)*Taa(2,1)^2+1.3333336*(10^-9)*Taa(2,1)^3)*4.1868;%Capacidad calorífica
[kJ/kg°C]
Cpa(1)=Cpaal;

Mve(1)=(Ms*Ls+Maa*Cpaal*(Taa(1,1)-Tb(1,1)))/Lve(1);
Mb(1)=Maa-Mve(1);%Flujo másico concentrado salino.
Md(1)=0;%No se produce destilado en primer efecto.
Mvf(1)=0;%No hay evaporación flash en primer efecto.
Lvc(1)=Lve(1);
Tprom=(Taa(1,1)+Taa(1,2))/2;%T° agua alimentación promedio [°C].
Tpromf=Tprom*(9/5)+32;%En [°F].
Cptp=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tpromf+1.3999989*(10^-
7)*Tpromf^2+1.3333336*(10^-9)*Tpromf^3)*4.1868;%Capacidad calorífica [kJ/kg°C]
Mvc(1)=(Maa*Cptp*(Taa(1,1)-Taa(1,2)))/Lvc(1);
Mv(1)=Mve(1)-Mvc(1);
Sb(1,1)=(Maa/Mb(1))*Saa;%Concentración salina[g/kg].
Sb(2,1)=Sb(1,1)/1000;%Concentración salina[g/g].
Sb(3,1)=1000*Sb(1,1);%Concentración salina[ppm].
BB=(6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,1)+9.74*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-3);
CC=(22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,1)+9.42*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-8);
BPE(1)=Sb(3,1)*(BB+CC*Sb(3,1))*(10^-3);%Boiling point elevation [°C].
Tv(1)=Tb(1,1)-BPE(1);
Tvel=Tv(1);
Tvelf=Tvel*(9/5)+32;

%Recalcular sólo una vez pues converge de inmediato.
hgvel=2499.15+1.955*Tvel-1.927*(10^-3)*Tvel^2; %Entalpía vapor "vapor
evaporado".
hlvel=(-31.92+1.0011833*Tvelf-3.0833326*(10^-5)*Tvelf^2+4.666663*(10^-
8)*Tvelf^3+3.3333334*(10^-10)*Tvelf^4)*2.326;%Entalpía líquido "vapor
evaporado".
Lvel=hgvel-hlvel; %Calor latente "vapor evaporado".
Lve(1)=Lvel;

```



```

Mve(1)=(Ms*Ls+Maa*Cpaa1*(Taa(1,1)-Tb(1,1)))/Lve(1);
Mb(1)=Maa-Mve(1);
Lvc(1)=Lve(1);
Tprom=(Taa(1,1)+Taa(1,2))/2;%T° agua alimentación promedio [°C].
Tpromf=Tprom*(9/5)+32;%En [°F].
Cptp=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tpromf+1.3999989*(10^-
7)*Tpromf^2+1.3333336*(10^-9)*Tpromf^3)*4.1868%Capacidad calorífica [kJ/kg°C]
Mvc(1)=(Maa*Cptp*(Taa(1,1)-Taa(1,2)))/Lvc(1);
Mv(1)=Mve(1)-Mvc(1);
Sb(1,1)=(Maa/Mb(1))*Saa;%Concentración salina[g/kg].
Sb(2,1)=Sb(1,1)/1000;%Concentración salina[g/g].
Sb(3,1)=1000*Sb(1,1);%Concentración salina[ppm].
BPE(1)=Sb(3,1)*(BB+CC*Sb(3,1))*(10^-3);%Boiling point elevation.
Tv(1)=Tb(1,1)-BPE(1);
Td(1)=0; %No hay destilado

a=1;
%% Efecto: 2do al N-ésimo.
for i=2:N
    Pflash=(Lf(1,i-1)-Lf(1,i))/Lf(3,i);%Fracción de vapor flasheado.
    Mvf(i)=Mb(i-1)*Pflash;

    Tvel=Tb(2,i); %Primera aproximación.
    Cpaa=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taa(2,i)+1.3999989*(10^-
7)*Taa(2,i)^2+1.3333336*(10^-9)*Taa(2,i)^3)*4.1868;%C.calorífica agua
alimentación [kJ/kg°C]
    Cpa(i)=Cpaa;
    if i==N
        Mvc(i)=0;%En último efecto no hay precalentador.
    else
        Mvc(i)=(Maa*Cpaa*(Taa(1,i)-Taa(1,i+1)))/Lf(3,i);
    end
    Cpbw=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tb(2,i-1)+1.3999989*(10^-7)*Tb(2,i-
1)^2+1.3333336*(10^-9)*Tb(2,i-1)^3)*4.1868;
    Cpb=(1-Sb(2,i-1))*(0.011311-0.00001146*Tb(2,i-1))*Cpbw;%C.calorífica
concentrado [kJ/kg°C]
    Mve(i)=(Mv(i-1)*Lf(3,i-1)+Mb(i-1)*Cpb*(Tb(1,i-1)-Tb(1,i))-
Mvf(i)*Lf(3,i))/Lf(3,i);
    Mv(i)=Mve(i)+Mvf(i)-Mvc(i);
    Mb(i)=Mb(i-1)-(Mve(i)+Mvf(i));
    Sb(1,i)=(Mb(i-1)/Mb(i))*Sb(1,i-1);%Concentración salina[g/kg].
    Sb(2,i)=Sb(1,i)/1000;%Concentración salina[g/g].
    Sb(3,i)=1000*Sb(1,i);%Concentración salina[ppm].
    BB=(6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,i)+9.74*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-3);
    CC=(22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,i)+9.42*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-8);
    BPE(i)=Sb(3,i)*(BB+CC*Sb(3,i))*(10^-3);%Boiling point elevation.
    Tv(i)=Tb(1,i)-BPE(i);

    Tvel=Tv(i);%Segunda aproximación [°C].
    Tvelf=Tvel*(9/5)+32;%En [°F].
    hgvel=2499.15+1.955*Tvel-1.927*(10^-3)*Tvel^2; %Entalpía vapor "vapor
evaporado".
    hlvel=(-31.92+1.0011833*Tvelf-3.0833326*(10^-5)*Tvelf^2+4.666663*(10^-
8)*Tvelf^3+3.3333334*(10^-10)*Tvelf^4)*2.326;%Entalpía líquido "vapor
evaporado".
    Lvel=hgvel-hlvel; %Calor latente "vapor evaporado".
    Lve(i)=Lvel;
    if i==N

```

```

    Mvc(i)=0;%En último efecto no hay precalentador.
else
    Mvc(i)=(Maa*Cpaa*(Taa(1,i)-Taa(1,i+1)))/Lve(i);
end

Cpbw=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvel1f+1.3999989*(10^-
7)*Tvel1f^2+1.3333336*(10^-9)*Tvel1f^3)*4.1868;
Cpb=(1-Sb(2,i-1)*(0.011311-0.00001146*Tb(2,i-1)))*Cpbw;%C.calorífica
concentrado [kJ/kg°C]
Mve(i)=(Mv(i-1)*Lve(i-1)+Mb(i-1)*Cpb*(Tb(1,i-1)-Tb(1,i))-
Mvf(i)*Lve(i))/Lve(i);
Mv(i)=Mve(i)+Mvf(i)-Mvc(i);
Mb(i)=Mb(i-1)-(Mve(i)+Mvf(i));
Sb(1,i)=(Mb(i-1)/Mb(i))*Sb(1,i-1);%Concentración salina[g/kg].
Sb(2,i)=Sb(1,i)/1000;%Concentración salina[g/g].
Sb(3,i)=1000*Sb(1,i);%Concentración salina[ppm].
BPE(i)=Sb(3,i)*(BB+CC*Sb(3,i))*(10^-3);%Boiling point elevation.
Tv(i)=Tb(1,i)-BPE(i);
%Mixer
Md(i)=Md(i-1)+Mv(i-1)+Mvc(i-1);
Cpv=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tv(i-1)+1.3999989*(10^-7)*Tv(i-
1)^2+1.3333336*(10^-9)*Tv(i-1)^3)*4.1868;%C. calorífica vapor[kJ/kg°C]
%T° destilado, primera aproximación.
Cpd1=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(i-1)+1.3999989*(10^-7)*Td(i-
1)^2+1.3333336*(10^-9)*Td(i-1)^3)*4.1868;%C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
Td(i)=(Md(i-1)*Cpd1*Td(i-1)+Mve(i-1)*Cpv*Tv(i-1))/(Cpd1*Md(i));
%T° destilado, segunda aproximación.
Cpd2=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Td(i)+1.3999989*(10^-
7)*Td(i)^2+1.3333336*(10^-9)*Td(i)^3)*4.1868;%C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
Td(i)=(Md(i-1)*Cpd1*Td(i-1)+Mve(i-1)*Cpv*Tv(i-1))/(Cpd2*Md(i));
end

%% Condensador luego efecto "N"
Mprodreal=Md(N)+Mve(N)+Mvf(N);%Flujo producto destilado.
Tdnf=Td(N)*(9/5)+32;%En [°F].
%C. calorífica destilado efecto "N"[kJ/kg°C]
Cpdn=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tdnf+1.3999989*(10^-
7)*Tdnf^2+1.3333336*(10^-9)*Tdnf^3)*4.1868;
%Flujo flasheado condensador.
Mdfc=(Md(N)*Cpdn*(Td(N)-Tv(N))/Lve(N);
Taimf=Taim*(9/5)+32;%En [°F].
%C. calorífica agua ingreso mar[kJ/kg°C]
Cpaim1=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taimf+1.3999989*(10^-
7)*Taimf^2+1.3333336*(10^-9)*Taimf^3)*4.1868;
Cpaim=(1-0.035*(0.011311-0.00001146*Taimf))*Cpaim1;
%Flujo agua ingreso mar.
Maim=((Mve(N)+Mvf(N)+Mdfc)*Lve(N)*0.98)/(Cpaim*(Taa(1,N)-Taim));
%Flujo agua retorno al mar.
Mavm=Maim-Maa;
%Flujo no flasheado en condensador.
Mdlc=Md(N)-Mdfc;
Tvnf=Tv(N)*(9/5)+32;%Tv flasheado efecto "N" en [°F].
%C. calorífica vapor flasheado[kJ/kg°C]
Cpvn=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvnf+1.3999989*(10^-
7)*Tvnf^2+1.3333336*(10^-9)*Tvnf^3)*4.1868;
%Entalpía del agua producto.
Hap=(Md(N)*Cpdn*Td(N)+(Mve(N)+Mvf(N))*Cpvn*Tv(N)+Maim*Cpaim*(Taa(1,N)-
Taim))/Mprodreal;
if Mavm<0 %Debe volver agua al mar

```

```

    disp('Flujo de descarga al mar negativo, cambiar parámetros')
    disp('Aumentar porcentaje meta o flujo de Steam')
end

%% Indicadores
GOR=Mprodreal/Ms;%Gained output ratio (GOR).
RR=Mprodreal/Maa;%Recovery ratio (tasa de transformación).
RRp=RR*100;%Recovery ratio en porcentaje.
Mprodreal2=Mprodreal*86.4; %Producto real en [m3/día]
Q=Ms*(Ls); %Input de calor [kW]

Mmp=Mprodreal2;      %Agua esperada a producir [m3/día].

end

%% Gráficas
figure
x=zeros(1,length(N-1));
for i=1:N
    x(i)=i;
end

plot(x,Tb(1,:), 'o')%T° en cada efecto
hold on
xlim([1 N])
xlabel('Efecto')
ylabel('Temperatura [°C]')
%title('Temperatura en cada uno de los efectos')

figure
plot(x,Mb, 'o')%Flujo concentrado en cada efecto
hold on
xlim([1 N])
xlabel('Efecto')
ylabel('Flujo másico concentrado salino [kg/s]')
%title('Flujo másico concentrado salino en cada efecto')
figure

plot(x,Sb(3,:), 'o')%Concentración de sal en cada efecto
hold on
xlim([1 N])
xlabel('Efecto')
ylabel('Concentrado en [ppm]')
%title('Concentración de sal en cada efecto')

disp('Gained output ratio sin área fija')
GOR
disp('Razón de recuperación en [%] sin área fija')
RRp
disp('Producto en [m3/día] sin área fija')
Mprodreal2

%% Dimensionamiento equipos

%Pre calentadores

```

```

Apc=zeros(1,length(N-1)); %Áreas precalentadores [m2]
pc=zeros(1,length(N-1));
for i=1:(N-1)
    Qpc=1000*Maa*Cpa(i)*(Taa(1,i)-Taa(1,i+1));%[W]
    a=(Tv(i)-Taa(1,i))-(Tv(i)-Taa(1,i+1));
    b=(Tv(i)-Taa(1,i))/(Tv(i)-Taa(1,i+1));
    c=log(b);
    Tlogpc=a/c;%Temperatura logarítmica
    %Coeficiente global tranferencia de calor
    Upc=(1.7194+3.2063*(10^-3)*Tv(i)+1.5971*(10^-5)*(Tv(i)^2)-1.9918*(10^-
7)*(Tv(i)^3))*1000;
    Apc(i)=Qpc/(Upc*Tlogpc);%Área en [m2]
    pc(i)=i;
end
figure

plot(pc,Apc,'o')%areas en cada precalentador
hold on
xlim([1 N-1])
xlabel('Efecto')
ylabel('Área precalentador en [m2]')
%title('Área de intercambio térmico en cada precalentador')

%Efectos
Aef=zeros(1,length(N-1)); %Áreas efectos [m2]
ef=zeros(1,length(N-1));

%primer efecto
Qef1=Ms*Lv*1000;%Calor primer efecto [W]
Tlogef1=Ts-Tb(1,1);
Uef1=(1.9695+1.2057*(10^-2)*Tb(1,1)-8.5989*(10^-5)*(Tb(1,1)^2)+2.5651*(10^-
7)*(Tb(1,1)^3))*1000;
Aef(1)=Qef1/(Tlogef1*Uef1);%Area efecto 1 [m2]
ef(1)=1;

%2do a N-ésimo efecto
for i=2:(N)
    Qef=Mv(i-1)*Lve(i-1)*1000;
    Tlogef=Tv(i-1)-Tb(1,i);
    Uef=(1.9695+1.2057*(10^-2)*Tb(1,i)-8.5989*(10^-5)*(Tb(1,i)^2)+2.5651*(10^-
7)*(Tb(1,i)^3))*1000;
    Aef(i)=Qef/(Tlogef*Uef);%Area efecto [m2]
    ef(i)=i;
end
figure

plot(ef,Aef,'o')%areas en cada efecto
hold on
xlim([1 N])
xlabel('Efecto')
ylabel('Área efecto en [m2]')
%title('Área de intercambio térmico en cada efecto')

%Condensador
Qc=1000*Maim*Cpaim*(Taa(1,N)-Taim);%[W]
Uc=(1.7194+3.2063*(10^-3)*Tv(N)+1.5971*(10^-5)*(Tv(N)^2)-1.9918*(10^-
7)*(Tv(N)^3))*1000;
a=(Tv(N)-Taim)-(Tv(N)-Taa(1,N));

```

```

b=(Tv(N)-Taim)/(Tv(N)-Taa(1,N));
c=log(b);
Tlogc=a/c;%Temperatura logarítmica
Ac=Qc/(Tlogc*Uc);%Area condensador [m2]

%% Reevaluar parámetros con áreas fijas
Mvcf=zeros(2,length(N-1)); %Flujo másico vapor en precalentador.
Mvef=zeros(2,length(N-1)); %Flujo másico vapor por ebullición.
Mvfi=zeros(2,length(N-1)); %Flujo másico vapor.
Mdf=zeros(2,length(N-1)); %Flujo másico destilado.
Mbf=zeros(2,length(N-1)); %Flujo másico concentrado salino.
Sbf=zeros(3,length(N-1)); %Concentrado salino.
Tdf=zeros(2,length(N-1)); %T° destilado.
BPPE=zeros(2,length(N-1)); %Boiling point elevation.

Areas=zeros(1,4); %Área de equipos
                %1:Primer efecto
                %2:2do a N-ésimo efecto
                %3:Precalentadores
                %4:Condensador final

%Promedio área precalentadores
sumapc=0;
for i=1:(N-1)
    sumapc=sumapc+Apc(i);
end
PApc=sumapc/(N-1);

%Promedio área efectos 2 a N
sumapc=0;
for i=2:(N)
    sumapc=sumapc+Aef(i);
end
PAef=sumapc/(N-1);

%Reevaluar T° agua alimentación, al revés
%Guardar T° agua alimentación en una matriz nueva
Taan=zeros(1,length(N));
Taaf=zeros(1,length(N));
for i=1:(N)
    Taan(1,i)=Taa(1,i);
end

Qpc=zeros(2,length(N-1));
Qpcf=zeros(2,length(N-1));
Cpaaa=zeros(1,length(N-1));
Taaf(N)=Taa(1,N);
for j=2:3000;%Converge bien para todas en unas 3000 iteraciones.
for i=1:(N-1)
    Upc=(1.7194+3.2063*(10^-3)*Tv(N-i)+1.5971*(10^-5)*(Tv(N-i)^2)-1.9918*(10^-7)*(Tv(N-i)^3))*1000;
    Tvf=Tv(N-i)*(9/5)+32;%En [°F].
    Tal=Taan(j-1,N-i+1)*(9/5)+32;%En [°F].
    Cpbw=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvf+1.3999989*(10^-7)*Tvf^2+1.3333336*(10^-9)*Tvf^3)*4.1868;
    Cpb=(1-0.035*(0.011311-0.00001146*Tal))*Cpbw;%C.calorífica concentrado
    [kJ/kg°C]
    a=(Tv(N-i)-Taan(j-1,N-i))-(Tv(N-i)-Taan(j-1,N-i+1));

```

```

b=(Tv(N-i)-Taan(j-1,N-i))/(Tv(N-i)-Taan(j-1,N-i+1));
c=log(b);
Tlogpc=a/c;%Temperatura logarítmica
Taan(j,N-i)=real(((Upc*PApc*Tlogpc)/(1000*Maa*Cpb))+Taan(j-1,N-i+1));
Taan(j,N)=Taan(1,N);
Qpc(1,N-i)=Upc*PApc*Tlogpc;
Qpc(2,N-i)=1000*Maa*Cpb*(Taan(j-1,N-i)-Taan(j-1,N-i+1));
%Se guardan las temperaturas que dan calores iguales
if abs(Qpc(1,N-i)-Qpc(2,N-i))<0.01%Diferencia menor a 0.01W
    Taaf(N-i)=Taan(j,N-i);
    Qpcf(1,N-i)=Qpc(1,N-i);
    Qpcf(2,N-i)=Qpc(2,N-i);
    Cpaaa(N-i)=Cpb;
else
    Taaf(N-i)=Taan(j,N-i);
    Qpcf(1,N-i)=Qpc(1,N-i);
    Qpcf(2,N-i)=Qpc(2,N-i);
    Cpaaa(N-i)=Cpb;
end
end
j=j+1;
end

Areas(1)=Aef(1);
Areas(2)=PAef;
Areas(3)=PApc;
Areas(4)=Ac;

%Reevaluar flujo de vapor condensado en precalentador
for i=1:N-1
    Mvcf(1,i)=Mvc(i);%Flujo con área variable
    Mvcf(2,i)=Qpcf(1,i)/(1000*Lve(i));%Flujo con área fija
end

%Reevaluar flujo de vapor con áreas fijas
%1er efecto
%Se mantiene el área, por lo que el vapor que se genera también
Mvfi(1,1)=Mv(1);
Mvfi(2,1)=Mv(1);

%2do a N-ésimo efecto
for i=2:(N)
    Tlogef=Tv(i-1)-Tb(1,i);
    Uef=(1.9695+1.2057*(10^-2)*Tb(1,i)-8.5989*(10^-5)*(Tb(1,i)^2)+2.5651*(10^-
7)*(Tb(1,i)^3))*1000;
    Qeff=Uef*PAef*Tlogef;
    Mvfi(1,i)=Mv(i);
    Mvfi(2,i)=Qeff/(Lve(i)*1000);
    %Qef=Mv(i-1)*Lve(i-1);
end

%Reevaluar flujo de vapor evaporado con área fija
Mvcfi=0;%valor inicial de vapor
for i=1:N
    Mvef(1,i)=Mve(i);
    if i==N
        Mvcfi=0;
    else

```

```

    Mvcfi=Mvcf(2,i);
end
Mvef(2,i)=Mvfi(2,i)+Mvcfi-Mvf(i);
end

%Reevaluar flujo de concentrado (brine) y concentraciones
%Primer efecto
Mbf(1,1)=Mb(1);
Mbf(2,1)=Maa-Mvef(2,1);
Sbf(1,1)=(Maa/Mbf(2,1))*Saa;%[g/kg]
Sbf(2,1)=Sbf(1,1)/1000;%[g/g]
Sbf(3,1)=1000*Sbf(1,1);%[ppm]
BB=(6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,1)+9.74*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-3);
CC=(22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,1)+9.42*(10^-5)*Tb(1,1)^2)*(10^-8);
BPEE(2,1)=Sbf(3,1)*(BB+CC*Sbf(3,1))*(10^-3);%Boiling point elevation [°C].
BPEE(1,1)=BPE(1);
%2do a N-ésimo efecto
for i=2:N
    Mbf(1,i)=Mb(i);
    Mbf(2,i)=Mbf(2,i-1)-(Mvef(2,i)+Mvf(i));
    Sbf(1,i)=(Mbf(2,i-1)/Mbf(2,i))*Sbf(1,i-1);%[g/kg]
    Sbf(2,i)=Sbf(1,i)/1000;%[g/g]
    Sbf(3,i)=1000*Sbf(1,i);%[ppm]
    BPEE(1,i)=BPE(i);
    BB=(6.71+6.34*(10^-2)*Tb(1,i)+9.74*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-3);
    CC=(22.238+9.59*(10^-3)*Tb(1,i)+9.42*(10^-5)*Tb(1,i)^2)*(10^-8);
    BPEE(2,i)=Sbf(3,i)*(BB+CC*Sbf(3,i))*(10^-3);%Boiling point elevation [°C].
end

%Reevaluar flujo de destilado producido y sus parámetros
Mdf(1,1)=0;
Mdf(2,1)=0;
Tdf(1,1)=Td(1);
Tdf(2,1)=Td(1);
for i=2:N
    %Mixer
    Mdf(1,i)=Md(i);
    Mdf(2,i)=Mdf(2,i-1)+Mvfi(2,i-1)+Mvcf(2,i-1);
    Tdf(1,i)=Td(i);
    Cpv=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tv(i-1)+1.3999989*(10^-7)*Tv(i-1)^2+1.3333336*(10^-9)*Tv(i-1)^3)*4.1868;%C. calorífica vapor[kJ/kg°C]
    %T° destilado, primera aproximación.
    Cpd1=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tdf(2,i-1)+1.3999989*(10^-7)*Tdf(2,i-1)^2+1.3333336*(10^-9)*Tdf(2,i-1)^3)*4.1868;%C. calorífica destilado[kJ/kg°C]
    Tdf(2,i)=(Mdf(2,i-1)*Cpd1*Tdf(2,i-1)+Mvef(2,i-1)*Cpv*Tv(i-1))/(Cpd1*Mdf(2,i));
end

Mprodrealfinal=Mdf(2,N)+Mvef(2,N)+Mvf(N);%Flujo producto destilado.
Tdnf=Tdf(2,N)*(9/5)+32;%En [°F].
%C. calorífica destilado efecto "N"[kJ/kg°C]
Cpdn=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tdnf+1.3999989*(10^-7)*Tdnf^2+1.3333336*(10^-9)*Tdnf^3)*4.1868;
%Flujo flasheado condensador.
Mdfcf=(Mdf(2,N)*Cpdn*(Tdf(2,N)-Tv(N)))/Lve(N);
Taimf=Taim*(9/5)+32;%En [°F].
%C. calorífica agua ingreso mar[kJ/kg°C]

```

```

Cpaim1=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Taimf+1.3999989*(10^-
7)*Taimf^2+1.3333336*(10^-9)*Taimf^3)*4.1868;
Cpaim=(1-0.035*(0.011311-0.00001146*Taimf))*Cpaim1;
%Flujo agua ingreso mar final.
Maimf=((Mvef(2,N)+Mvf(N)+Mdfcf)*Lve(N)*0.98)/(Cpaim*(Taaf(N)-Taim));
%Flujo agua retorno al mar.
Mavmf=Maimf-Maa;
%Flujo no flasheado en condensador.
Mdlcf=Mdf(2,N)-Mdfcf;
Tvnf=Tv(N)*(9/5)+32;%Tv flasheado efecto "N" en [°F].
%C. calorífica vapor flasheado[kJ/kg°C]
Cpvn=(1.0011833-6.1666652*(10^-8)*Tvnf+1.3999989*(10^-
7)*Tvnf^2+1.3333336*(10^-9)*Tvnf^3)*4.1868;
%Entalpía del agua producto.
Hapf=(Mdf(2,N)*Cpdn*Tdf(2,N)+(Mvef(2,N)+Mvf(N))*Cpvn*Tv(N)+Maimf*Cpaim*(Taaf(N)
)-Taim))/Mprodrealfinal;

%Reevaluar indicadores
GORf=(Lve(1)*Mprodrealfinal)/(Ms*Ls);%Gained output ratio (GOR).
RRf=Mprodrealfinal/Maa;%Recovery ratio (tasa de transformación).
RRpf=RRf*100;%Recovery ratio en porcentaje.
Mprodreal2f=Mprodrealfinal*86.4; %Producto real en [m3/día]
Q=Ms*(Ls); %Input de calor [kW]

Mmp=Mprodreal2f; %Agua esperada a producir [m3/día].

disp('Gained output ratio con área fija')
GORf
disp('Razón de recuperación en [%] con área fija')
RRpf
disp('Producto en [m3/día] con área fija')
Mprodreal2f

```