

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías  
Industriales

Tratamiento de efluentes mineros con ósmosis  
inversa: comparación de tecnologías con aplicación  
de energía solar.

Autor: Fernando Albendea Ruiz

Tutor: Lourdes García Rodríguez

Gonzalo Sánchez Martínez

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

**Tratamiento de efluentes mineros con ósmosis  
inversa: comparación de tecnologías con aplicación  
de energía solar.**

Autor:

Fernando Albendea Ruiz

Tutor:

Lourdes García Rodríguez

Catedrática

Gonzalo Sánchez Martínez

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Tratamiento de efluentes mineros con ósmosis inversa: comparación de tecnologías con aplicación de energía solar.

Autor: Fernando Albendea Ruiz

Tutor: Lourdes García Rodríguez  
Gonzalo Sánchez Martínez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal



# Agradecimientos

---

Llegados a este punto es difícil nombrar a todas las personas que se han cruzado en mi camino y que, de una u otra forma, me han llevado a ser quien soy. No obstante, debo agradecer a una serie de personas sin las que no hubiera podido llegar hasta aquí.

En primer lugar, a mis padres, por inculcarme, sin saberlo, la curiosidad por aprender que me llevó a elegir esta carrera.

A mis hermanas, por enseñarme que el camino ordinario no siempre es el mejor.

A mis cuatro abuelos, por demostrarme que el esfuerzo, de una u otra manera, siempre tiene recompensa, y que hago extensible al resto de la familia.

A mis amigos, los de siempre, los del Claret y todos los que he hecho durante esta etapa, por celebrar juntos los buenos momentos, y consolararnos en los malos.

A ATA Renovables, por darme mi primera oportunidad profesional y permitirme descubrir el sector de las energías renovables desde dentro.

Por último, a todos mis profesores, tanto de Calasancias, como de Claret y de esta escuela. En especial a mi tutora, Lourdes García Rodríguez, por su flexibilidad y adaptación ante las especiales circunstancias derivadas de la pandemia.

Aspiro a ser algo de lo que podáis enorgulleceros algún día, pues os voy a considerar siempre maestros de lo que pueda llegar a ser.

*Fernando Albendea Ruiz*

*Sevilla, 2020*



# Resumen

---

La minería ha sido y es un motor clave para el desarrollo económico en muchos países, y se espera que juegue un papel fundamental en la transición energética mundial. No obstante, su crecimiento y desarrollo, especialmente en el siglo pasado, ha llevado parejo una serie de implicaciones sociales y ambientales que obligan a un replanteamiento de la práctica minera.

En esta línea, este trabajo se propone evaluar la viabilidad technoeconómica de la aplicación de la energía solar al tratamiento de efluentes mineros con ósmosis inversa. De esta forma, se busca reducir una de las problemáticas principales ligadas a la minería, como es el tratamiento de efluentes contaminados, a través de una energía limpia, consiguiendo así un impacto mínimo en el medio.

Dicho análisis se realiza a través de dos casos prácticos, a muy distinta escala y climatología, que buscan aunar las diversas realidades del sector minero en la actualidad: la Gran Minería del cobre chilena y la Minería del oro Artesanal y de Pequeña Escala de Ecuador.

Los resultados demuestran que la ósmosis inversa es una técnica versátil y eficaz para el tratamiento de efluentes mineros, obteniéndose un consumo específico (SEC) de  $0,81 \text{ kWh/m}^3$ , muy por debajo del correspondiente a aplicaciones de agua de mar (SWRO).

Asimismo, cuatro de los cinco escenarios planteados batan en términos de LCOE a las opciones convencionales no renovables. Con todo, tras evaluar diversos aspectos económicos, de rendimiento, de impacto ambiental y las perspectivas de futuro, se concluye que combinar el bajo coste de la producción fotovoltaica bifacial con el almacenamiento térmico de sales fundidas de la termosolar es la opción más recomendable para obtener una energía eléctrica gestionable y limpia para la minería a gran escala. Por su parte, cuando los requerimientos de potencia sean menores y no se necesite almacenamiento, la fotovoltaica se postula como la opción más rentable para una minería a menor escala y con menor capacidad inversora.



# Abstract

---

Mining was, and still is, a significant driver for economic development in many countries, and it is expected to play a major role in the global energy transition. Yet, its growth and development, particularly in the past century, has led to several environmental and social implications that forces a reassessment of the mining practice.

In this regard, this project intends to evaluate the techno-economic feasibility of the application of solar energy in the treatment of mining effluents with reverse osmosis. Thus, one of the main concerns in mining is minimized using clean energy and a minimum impact on the environment is therefore achieved.

The cited analysis is carried out through two practical cases, at a very different scale and climatology, in order to unite all the different realities of the mining sector: the great copper mining of Chile and the artisanal and small scale gold mining (ASM) of Ecuador.

Results reveals that the reverse osmosis is a versatile and effective technique for the treatment of mining effluents. The Specific Energy Consumption (SEC) obtained is 0,81 kWh/m<sup>3</sup>, much lower than in Sea Water Reverse Osmosis applications (SWRO).

Furthermore, four out of the five scenarios analysed beat the conventional non-renewable options in terms of LCOE. All in all, after evaluating several economic, performance, and environmental aspects as well as future perspectives of the respective scenarios, combining the low-cost bifacial PV production with molten salts thermal energy storage appears to be the most recommended option to obtain a dispatchable and clean electric energy for large-scale mines. Likewise, for lower power requirements and no storage, photovoltaics resulted the most cost-effective option for a small-scale and low- resources kind of mining.



# Tabla de contenido

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>vi</b>
<b>Resumen</b>	<b>viii</b>
<b>Abstract</b>	<b>x</b>
<b>Tabla de contenido</b>	<b>xii</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xviii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Objeto y alcance del trabajo</i>	1
1.2 <i>Problemática de la minería y necesidad de tratamiento de los efluentes mineros.</i>	3
1.3 <i>El proyecto REMIND</i>	4
1.4 <i>Casos de estudio: Chile y Ecuador. Las renovables como motor del cambio</i>	4
1.4.1 <i>La Gran Minería del Cobre Chilena: aumento de la producción, envejecimiento de los yacimientos y altos costes energéticos.</i>	4
1.4.2 <i>Minería Artesanal y de Pequeña Escala del Oro en Ecuador: las innovaciones tecnológicas chocan con la realidad socioeconómica.</i>	7
1.5 <i>¿Por qué Energía solar?</i>	8
<b>2 Energía y Agua en la mina</b>	<b>10</b>
2.1 <i>El proceso productivo. Demanda energética e hídrica asociada.</i>	10
2.1.1 <i>Minería del Cobre</i>	10
2.1.2 <i>Minería del Oro</i>	14
2.2 <i>Contaminación del agua en Minería.</i>	16
2.3 <i>Tratamiento de efluentes mineros</i>	18
2.4 <i>¿Por qué Ósmosis Inversa?</i>	21
<b>3 La Ósmosis Inversa</b>	<b>23</b>
3.1 <i>Fundamentos de la ósmosis inversa</i>	23
3.1.1 <i>Introducción termodinámica</i>	23
3.1.2 <i>Concepto de Ósmosis Inversa</i>	26
3.1.3 <i>Parámetros característicos</i>	26
3.2 <i>Tecnología de ósmosis inversa</i>	29
3.2.1 <i>Principales configuraciones</i>	29
3.2.2 <i>Funcionamiento de la membrana</i>	30
3.2.3 <i>El Fouling y la necesidad de pretratamiento</i>	31
3.2.4 <i>Objetivo: Descarga Cero. Postratamiento</i>	32
3.3 <i>Ósmosis inversa en minería</i>	33
<b>4 Diseño conceptual de la planta de ósmosis inversa</b>	<b>37</b>
4.1 <i>Metodología</i>	37
4.2 <i>Estudio de la composición de efluentes mineros de cobre y oro.</i>	44
4.3 <i>Implementación en ROSA v.9.0</i>	46
4.4 <i>Parámetros financieros</i>	47

<b>5</b>	<b>Energía solar: Fundamentos y Estado del arte.</b>	<b>49</b>
5.1	<i>El Sol, fuente básica de energía.</i>	49
5.2	<i>Energía solar fotovoltaica</i>	51
5.2.1	Descripción de la Tecnología. Fundamentos	51
5.2.2	Componentes principales. Estado del arte.	53
5.3	<i>Energía solar térmica de concentración (CSP)</i>	65
5.3.1	Descripción de la Tecnología. Fundamentos	65
5.3.2	Estado del arte de la tecnología	68
<b>6</b>	<b>Diseño conceptual de la planta solar</b>	<b>74</b>
6.1	<i>Metodología</i>	74
6.1.1	Perfil de demanda	74
6.1.2	Selección de escenarios	75
6.1.3	Simulación. Parámetros analizados	76
6.2	<i>Caso Práctico 1: Chile, Minería a Gran Escala</i>	77
6.2.1	Caracterización del recurso solar	78
6.2.2	Escenario 1: PV -Bifacial con almacenamiento	79
6.2.3	Escenario 2: CSP- Colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento de sales fundidas	84
6.2.4	Escenario 3: PV -Bifacial con CSP -Colectores Cilindro Parabólicos y almacenamiento	91
6.3	<i>Caso Práctico 2: Ecuador, Minería de Artesanal y de Pequeña Escala</i>	95
6.3.1	Caracterización del recurso solar	96
6.3.2	Escenario 1: PV - Fotovoltaica (monofacial) mono-c-Si	97
6.3.3	Escenario 2. CSP -Disco parabólico <i>Stirling</i>	99
<b>7</b>	<b>Comparativa, costes y discusión frente a la opción convencional</b>	<b>103</b>
7.1	<i>Análisis del LCOE o coste normalizado de la Energía</i>	103
7.2	<i>La importancia de los Costes de capital</i>	104
7.3	<i>El LCOW o coste normalizado del agua tratada</i>	107
7.4	<i>Resumen de parámetros y comparativa final</i>	107
7.4.1	Criterios de evaluación	108
7.4.2	Puntuación final	113
<b>8</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>115</b>
<b>9</b>	<b>Referencias</b>	<b>117</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>125</b>
	<i>ANEXO I: Proceso productivo del cobre y gasto energético asociado</i>	125
	<i>ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile</i>	129
	<i>ANEXO III: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Ecuador</i>	143



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1-1: Distribución de la memoria del Trabajo.	2
Tabla 2-1: Coeficientes unitarios de agua continental en la minería del cobre chilena según tamaño de la operación - 2013-2018. (Montes & Cantallopts, 2019).	13
Tabla 2-2: Eliminación de iones metálicos mediante precipitación química. (Fu & Wang, 2011)	19
Tabla 3-1: Aplicaciones relevantes de la ósmosis inversa en minería.	33
Tabla 4-1: Configuraciones a considerar para el diseño de la unidad de ósmosis inversa. (García Rodríguez, 2018)	41
Tabla 4-2: Ejemplo de parámetros de calidad de efluentes mineros recogidos en (Montes J. , 2020).	45
Tabla 4-3: Parámetros de partida de las simulaciones en ROSA v.9.0.	47
Tabla 4-4: Parámetros de calidad de agua de las distintas corrientes.	47
Tabla 4-5: Resultados principales de la simulación en ROSA v.9.0.	47
Tabla 4-6: Hipótesis asumidas para el cálculo de los parámetros financieros del sistema de ósmosis inversa.	48
Tabla 4-7: Costes resultantes del sistema de ósmosis inversa.	48
Tabla 5-1: Análisis de las principales características de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado.	55
Tabla 5-2: Análisis de las ventajas y desventajas de las principales tecnologías de módulos fotovoltaicos.	57
Tabla 5-3: Análisis de las ventajas y desventajas de cada tipo de seguimiento. Adaptado de	59
Tabla 5-4: Análisis de las principales características de inversores disponibles en el mercado.	61
Tabla 5-5: Análisis de las ventajas y desventajas de las principales tecnologías de inversores del mercado	61
Tabla 5-6: Comparativa de las principales tecnologías de almacenamiento electroquímico del mercado. Elaboración propia a partir de (Bullich-Massagué, y otros, 2020).	63
Tabla 5-7. Ventajas y Desventajas de las principales tecnologías de almacenamiento electroquímico del mercado. Adaptado de (Bullich-Massagué, y otros, 2020).	64
Tabla 5-8: Ventajas y desventajas de las principales configuraciones termosolares. (IDAE, 2011) (Magaz, 2018)	67
Tabla 5-9: Comparativa entre sistema y estructura de distintos modelos de colectores cilindro parabólicos.	69
Tabla 5-10: Características principales de los fluidos térmicos. (Martínez, 2011)	70
Tabla 5-11: Disposiciones más comunes de las estructuras de CCP. (Michael Geyer, 2002)	71
Tabla 6-1: Perfil de demanda energética de los casos en estudio.	75
Tabla 6-2: Resumen de los escenarios planteados.	75
Tabla 6-3: Radiación y parámetros meteorológicos, Chile. <i>Meteonorm v.7 y MODIS</i>	78
Tabla 6-4: Principales parámetros del módulo Jinko Solar <b>JAM72D09 380</b> .	80
Tabla 6-5: Pérdidas establecidas para el sistema.	80
Tabla 6-6: Diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento.	81

Tabla 6-7: Principales resultados de la simulación de la planta fotovoltaica con almacenamiento. Chile, PV	82
Tabla 6-8: Principales parámetros del sistema. Escenario 2, Chile.	85
Tabla 6-9: Principales costes de capital directo e indirecto.	85
Tabla 6-10: Costes unitarios de operación y mantenimiento.	85
Tabla 6-11: Principales resultados de la simulación de la planta de Colectores cilindro parabólicos con almacenamiento. Chile, CSP.	87
Tabla 6-12: Propiedades de la Biomasa forestal seleccionada (John O’Ryan Surveyors, 2016) y caldera elegida (Aldomá, 2010).	87
Tabla 6-13: Caldera seleccionada y coste asociado (Aldomá, 2010).	89
Tabla 6-14: Resultados simulación sistema conjunto CSP con almacenamiento + Caldera Biomasa.	89
Tabla 6-15: Definición de los modos de operación de la planta termosolar.	92
Tabla 6-16: Principales parámetros obtenidos de la simulación del sistema. Chile, PV+CSP	95
Tabla 6-17: Radiación y parámetros meteorológicos, Ecuador. <i>Meteonorm v.7</i>	96
Tabla 6-18: N° de módulos e inversores necesario. Ecuador, PV.	97
Tabla 6-19: Principales parámetros de simulación de la planta. Ecuador, PV.	99
Tabla 6-20: Principales parámetros de simulación de la planta fotovoltaica. Ecuador, CSP.	101
Tabla 7-1: Principales parámetros de simulación obtenidos para cada Escenario.	108
Tabla 7-2: Puntuación de los criterios económicos para Chile.	109
Tabla 7-3: Puntuación de los criterios económicos para Ecuador.	109
Tabla 7-4: Puntuación del Rendimiento para Chile.	110
Tabla 7-5: Puntuación del Rendimiento para Ecuador.	110
Tabla 7-6: Consumo de agua por tecnología. Adaptado de (MacKnick, Newmark, Heath, & Hallet, 2011)	111
Tabla 7-7: Puntuación del Impacto ambiental para Chile.	111
Tabla 7-8: Puntuación del Impacto ambiental para Ecuador.	111
Tabla 7-9: Puntuación de las perspectivas de futuro de cada escenario para Chile.	112
Tabla 7-10: Puntuación de las perspectivas de futuro de cada escenario para Ecuador.	112
Tabla 7-11: Puntuación final de los escenarios para Chile.	113
Tabla 7-12: Puntuación final de los escenarios para Ecuador.	114
Tabla 0-1: Proceso productivo del cobre y gasto energético asociado. Elaboración propia a partir de (Rainer Schröer, 2014)	128
Tabla 0-2: Diferencia entre la energía (kWh) demandada por el sistema y la producida por PV (kWh).	142



# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1: Categorización del potencial de las energías renovables y sus principales factores o limitaciones. Adaptado de (NREL, 2016).	3
Figura 1-2: Evolución del consumo energético unitario y ley promedio del mineral, período 2001-2017. (COCHILCO, 2018)	5
Figura 1-3: Producción de cobre 2018 y producción esperada 2019-2030. (COCHILCO, 2019)	6
Figura 1-4: Generación eléctrica en Chile por fuentes, período (1996-act.).	6
Figura 1-5: Mapa de las concesiones mineras y los bosques protegidos en Ecuador. (Vandegrift, Thomas, Roy, & Levy, 2018)	7
Figura 1-6: Irradiancia global horizontal media (kWh/m <sup>2</sup> ) del período 1990-2018 para Chile (a), Ecuador (b) y el resto del mundo (c). (SOLARGIS, 2019)	8
Figura 1-7: Mapa de los principales focos mineros mundiales. (McKinsey & Co, 2020).	9
Figura 2-1: Esquema simplificado del proceso productivo del cobre. (COCHILCO, 2018)	11
Figura 2-2: Consumo de electricidad (a) y combustibles (b) en la minería del cobre. (Brantes & Cantalloppts, 2019)	12
Figura 2-3: Consumo energético unitario frente a producción. (COCHILCO, 2018)	12
Figura 2-4: Porcentaje de recirculación por proceso según cantidad de mineral procesado en Chile, 2017. (Montes & Cantalloppts, 2018). El tamaño de la burbuja representa las TMF de cobre producido (el referido al eje y es el procesado).	14
Figura 2-5: Esquema del procesamiento de oro usado por la minería Artesanal de Pequeña Escala (ASM) en Ecuador. Adaptado de (Veiga, y otros, 2009).	15
Figura 2-6: Principales métodos activos para el tratamiento de efluentes mineros. Elaboración propia a partir de (Fu & Wang, 2011)	18
Figura 2-7: Tamaños de retención de las distintas tecnologías de membrana. (Reina, 2018)	22
Figura 3-1: Representación de un sistema compuesto por un disolvente puro y una solución, separados por un límite rígido, diatermo y semipermeable. (Camacho, 2012)	25
Figura 3-2: Evolución hacia el equilibrio osmótico.	26
Figura 3-3: Flujo inverso provocado por una presión superior a la osmótica.	26
Figura 3-4: Efecto de la polarización de concentración en las cercanías de la membrana (línea azul discontinua)	28
Figura 3-5: Diagrama conceptual de un sistema de desalación. Adaptado de (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017)	29
Figura 3-6: Diagrama conceptual y esquema de una instalación de ósmosis inversa con intercambiadores de presión. Adaptado de (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017).	30
Figura 3-7: Diagrama conceptual de un elemento de membrana. (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017)	30
Figura 3-8: Tecnologías para el pretatamiento de la RO más utilizadas en los últimos 10 años. Adaptado de (Jiang, Li, & Ladewig, 2017)	32
Figura 3-9: Diagrama de flujo simplificado del proceso EFC. (Nathoo, Jivanji, & Lewis, 2009)	32
Figura 3-10: Efecto de la presión de operación en el flujo de permeado y en el rechazo de sales. (Feini, 2008)	34

Figura 3-11: Modos de integración de la ósmosis directa (FO) con la ósmosis inversa (RO). (R.Thiruvkatachari, 2016)	34
Figura 3-12: Sistema de tratamiento de aguas de contacto en Cobre Las Cruces. (INMET MINING, 2014)	35
Figura 3-13: Sistema de tratamiento de aguas SDR (Sondeo, Drenaje y Reinyección) para la reinyección en acuífero, Cobre Las Cruces (INMET MINING, 2014).	35
Figura 4-1: Diagrama de procesos y efluentes de un sistema con recirculación y <i>Descarga Cero</i> .	37
Figura 4-2: Presión osmótica (eje vertical) frente a molalidad de un soluto genérico (eje horizontal). (García Rodríguez, 2018)	38
Figura 4-3: Ventana de edición de los parámetros del agua de alimentación, ROSA v.9.0.	41
Figura 4-4: Ventana de configuración del sistema, ROSA v.9.0.	42
Figura 4-5: Ventana de análisis de costes, ROSA v.9.0.	43
Figura 4-6: Molalidad obtenida en función del mineral extraído.	45
Figura 4-7: Diagrama de Pareto de las presiones osmóticas de alimentación calculada a partir de las molalidades.	45
Figura 5-1: Espectro electromagnético de la radiación solar terrestre y extra atmosférica. (Lira, 2018)	49
Figura 5-2: Esquema y ecuación de masa de aire (AM, <i>Air Mass</i> ).	50
Figura 5-3: Principales ángulos solares. (Martínez, 2011)	50
Figura 5-4: Esquema básico de una célula fotovoltaica convencional. (Bayona, 2012)	51
Figura 5-5: Curva de aprendizaje del precio de los módulos como función del número total acumulado de módulos vendidos. (VDMA, 2019)	53
Figura 5-6: Esquema de las diferentes familias de tecnologías de módulos fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de (NREL, 2020) y (Luque, 2011).	54
Figura 5-7: Diagrama de las distintas configuraciones de células analizadas. [a, b]: (Tecnosol, 2019) [c]: (Fellmeth & Meier, 2018)	57
Figura 5-8: Esquema de los tipos de estructura en función de su grado de libertad.	58
Figura 5-9: Comparativa de la electricidad generada un día despejado de invierno (izq.) y la producida durante el año (dcha.) para un módulo fijo horizontal (rojo), fijo inclinado (verde), con seguimiento en un eje (azul), y con seguimiento en dos ejes (negro). Localización: <i>Montreal (45° 30' N, 73° 35' O)</i> . (Mostafa Mehrtash, 2013)	58
Figura 5-10: Esquema de los principales tipos de inversores.	59
Figura 5-11: Configuraciones de inversores fotovoltaicos: (a) Inversor Central, (b) Inversor Cadena ( <i>String</i> ), (c) Inversor multi-cadena ( <i>Multi-string</i> ) y (d) Inversor Módulo (Microinversor). (Cruz Carrascal, 2012)	60
Figura 5-12. Principales sistemas de almacenamiento de energía.	62
Figura 5-13: Precios de <i>LCOE</i> y <i>PPAs</i> -Subasta para distintas tecnologías renovables. (IRENA, 2020)	65
Figura 5-14: Esquema de una instalación solar termoeléctrica con vertido a red. (IDAE, 2011)	66
Figura 5-15: Principales componentes de una planta de CCP.	68
Figura 5-16: Diagrama de una planta de CCP con almacenamiento de sales fundidas.	68
Figura 5-17: Esquema de un tubo absorbedor. (Real, 2011)	70
Figura 5-18: Potencia térmica producida por el campo solar y demandada por el proceso. (Moya, 2016)	72
Figura 6-1: Vista satélite de <i>Mina Chile</i> , Chile. <i>Google Earth Pro</i> .	77
Figura 6-2: Esquema de las tecnologías propuestas en los distintos escenarios. Chile. Los valores en color más claro corresponden a propuestas no incluidas en el análisis realizado.	77

Figura 6-3: Valores de DNI, DHI y temperatura ambiente, Chile. <i>Meteonorm v.7</i>	79
Figura 6-4: Perfil de generación de la planta y demanda energética mensual de la mina. (PV, 50 MWac, sin almacenamiento), Chile.	81
Figura 6-5: Gestión óptima del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica a lo largo del año, Chile, PV.	82
Figura 6-6: Distribución de los costes de capital. Escenario 1, Chile.	83
Figura 6-7: Perfil horario de producción del sistema fotovoltaico para Junio, Chile.	83
Figura 6-8: Perfil de generación de la planta fotovoltaica con almacenamiento y Déficit respecto a la demanda de la mina. Chile, PV.	84
Figura 6-9: Optimización del múltiplo solar. Chile, CSP	86
Figura 6-10. Perfil de generación de la planta. Chile, CSP	86
Figura 6-11: Producción eléctrica mensual conjunta del sistema CSP + Biomasa.	88
Figura 6-12: Perfil horario de producción para Junio. Chile, CSP + Biomasa	90
Figura 6-13: Perfil horario de producción para Noviembre. Chile, CSP + Biomasa	90
Figura 6-14: Producción eléctrica anual del sistema fotovoltaico y requerida para el diseño de CSP. Chile	91
Figura 6-15: Gestión de descarga de energía térmica en la turbina establecida.	92
Figura 6-16: Perfil horario de producción para Junio. Chile, PV + CSP.	93
Figura 6-17: Perfil horario de producción para Noviembre. Chile, PV + CSP.	93
Figura 6-18: Perfil horario de producción anual. Chile, PV + CSP.	93
Figura 6-19: Resultados de producción del sistema conjunto. Chile, PV+CSP.	94
Figura 6-20: Vista satélite de Mina Chica, Ecuador. <i>Google Earth Pro</i>	95
Figura 6-21: Esquema de las tecnologías propuestas en cada escenario. Ecuador.	95
Figura 6-22: Valores de DNI, DHI y temperatura ambiente, Ecuador. <i>Meteonorm v.7</i>	96
Figura 6-23: Optimización del ángulo de inclinación y modo de seguimiento	98
Figura 6-24: Perfil de generación de la planta, Ecuador, PV.	98
Figura 6-25: Distribución del CAPEX (Coste de capital) del proyecto. En rojo los costes directo, en azul los indirectos.	99
Figura 6-26: Determinación de la combinación óptima del número de colectores en el eje N-S y E-O, Ecuador.	100
Figura 6-27: Perfil de generación de la planta, Ecuador, CSP.	101
Figura 6-28: Perfil horario anual de generación. Ecuador, CSP.	102
Figura 7-1: Desglose explicativo del coste normalizado de la energía o LCOE. Elaboración propia.	103
Figura 7-2: Comparativa del LCOE frente a la opción convencional para los distintos Escenarios.	104
Figura 7-3: Comparativa de los costes de capital por potencia frente a la opción convencional para los distintos Escenarios.	105
Figura 7-4: Desglose de las partidas que conforman los costes de instalación para cada Escenario.	106
Figura 7-5: Comparativa del LCOW calculado con ROSA v.9.0.	107
Figura 7-6: Comparativa final de los escenarios para Chile.	113
Figura 7-7: Comparativa final de los escenarios para Ecuador.	114
Figura 0-1: TMY horarios medios de cada mes para Chile. Elaboración propia con datos de <i>Meteonorm v7.3</i> .	130

Figura 0-2: Serie temporal del albedo (2010-2020), Chile. MCD43A3 (MODIS, NASA)	131
Figura 0-3: Valores mensuales del Albedo de cielo negro (BSA), cielo blanco (WSA) y cielo azul (Albedo). , Chile. MCD43A3 (MODIS, NASA)	131
Figura 0-4: Control del almacenamiento, caso Chile. (Periodo 1: 1,05 * operación normal; Periodo 2: Operación normal de la turbina)	136
Figura 0-5. Desglose de las partidas que componen el coste de capital de la instalación fotovoltaica, Ecuador.	145



# Acrónimos

---

AMD	<i>Acid Mine Drainage</i> , Drenaje ácido de mina
AC	<i>Alternating Current</i> , Corriente alterna
BOF	<i>Basic Oxygen Furnance</i> , Horno de oxígeno básico
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> , Coste de capital
CCP	Colector cilindro-parabólico
CSP	<i>Concentrating Solar Power</i> , Energía solar térmica de concentración
DAF	<i>Dissolved Air Flotation</i> , Flotación por aire disuelto
DC	<i>Direct Current</i> , Corriente continua
ERD	<i>Energy Recovery Device</i> , Dispositivo recuperador de energía
EW	Electroobtención
FO	<i>Forward Osmosis</i> , Ósmosis directa
GRC	<i>Ground Coverage Ratio</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> , Coste normalizado de la energía
LCOW	<i>Levelized Cost of Water</i> , Coste normalizado del agua
LX	Lixiviación
MF	Microfiltración
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i> , Seguimiento del punto de máxima potencia
NF	Nanofiltración
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> , Coste de operación
PAAC	Planta de Tratamiento de Aguas de Contacto
PERC	<i>Passivated Emitter Rear Cell</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> , Acuerdo de compraventa de energía
PV	Photovoltaics, Energía solar fotovoltaica
RO	<i>Reverse Osmosis</i> , Ósmosis inversa
SDI	<i>Silt Density Index</i> , Índice de densidad de sedimentos
SDR	Sondeo. Drenaje y Reinyección
SEC	<i>Specific Energy Consumption</i> , Consumo específico de energía
SWRO	<i>Sea Water Reverse Osmosis</i> , Ósmosis inversa para aplicaciones de agua de mar
SX	Extracción por solventes
TDS	<i>Total Dissolved Salts</i> , Concentración de sales disueltas
TMF	Tonelada Métrica Fina
TONC	Temperatura de Operación Nominal de la Célula
UF	Ultrafiltración
ZLD	<i>Zero Liquid Discharge</i> , Descarga Líquida Cero o Descarga cero



# 1 INTRODUCCIÓN

---

Desde los inicios de la civilización la minería ha ido estrechamente ligada al desarrollo humano, hasta el punto de que Hesíodo, poeta y filósofo griego, ya la utilizó en el 700 a.C. para clasificar las Edades del Hombre en una estructura que, con algunas modificaciones, hemos heredado hasta nuestros días. Acontecimientos como la expansión del Imperio Romano o la Revolución Industrial no podrían explicarse sin la importancia estratégica de la **minería**. Importancia que permanece en la actualidad, siendo uno de los pilares sobre los que se sustenta el resto de actividades económicas.

No obstante, su crecimiento y desarrollo, especialmente en el siglo pasado, ha llevado parejo una serie de implicaciones ambientales que obligan a un replanteamiento de la práctica minera. Buena parte de este impacto proviene de la contaminación o agotamiento de otro recurso esencial para la vida: el **agua**. El correcto tratamiento de los efluentes mineros y la recirculación del agua a los procesos es, por tanto, uno de los principales desafíos a los que se enfrenta la minería este siglo, pero no el único.

El tratamiento e impulsión de estos efluentes acarrea un coste energético importante al sistema, que se suma al ya intensivo uso de la **energía** ligado a la extracción, procesado y fundición necesarios en gran parte del sector minero. Entender los vínculos entre agua y energía en la mina es vital para desarrollar sinergias que minimicen el impacto ambiental y garanticen, en última instancia, la sostenibilidad a largo plazo de la minería.

## 1.1 Objeto y alcance del trabajo

### Objetivos

En esta línea, este Trabajo se propone analizar la viabilidad tecnoeconómica de la aplicación de la energía solar para el suministro energético asociado al tratamiento de efluentes mineros con ósmosis inversa. De esta forma, se busca minimizar una de las problemáticas principales ligadas a la minería, como es el tratamiento de efluentes contaminados, a través de una energía limpia, consiguiendo así un impacto mínimo en el medio.

Dicho análisis se realizará a través de dos casos prácticos, a muy distinta escala y climatología, que buscan aunar las diversas realidades del sector minero en la actualidad: la Gran Minería del cobre chilena y la Minería del oro Artesanal y de Pequeña Escala de Ecuador.

Para ello, en primer lugar, el **Capítulo 2** introduce conceptos ligados a la minería y al tratamiento de efluentes. En concreto, se revisa el proceso productivo de los casos escogidos y los consumos de energía y agua asociados para, posteriormente, analizar los distintos tipos de contaminación que éste genera junto a las alternativas de tratamiento, y justificar así la elección de la ósmosis inversa como el método empleado.

El siguiente bloque temático, **Capítulos 3 y 4**, se centra en describir los fundamentos de la ósmosis inversa, sus parámetros y configuraciones básicas, además de revisar su aplicación en minería. Tras la introducción teórica, se analizan los datos de calidad del agua de minas reales con objeto de obtener un rango típico de valores con los que simular el comportamiento de la planta. De esta simulación se obtendrán los parámetros fundamentales que ayudarán a entender la demanda energética del sistema.

Los dos siguientes capítulos, **Capítulos 5 y 6**, se centran en el aspecto energético del proyecto. El primero introduce algunos conceptos esenciales de la energía solar, y analiza el estado del arte de las tecnologías fotovoltaica y termosolar de concentración. Con esto en mente, en el siguiente capítulo se plantean diversos escenarios para cada caso práctico, cada uno con una tecnología solar distinta elegida en base al análisis del capítulo anterior. De la simulación de estos escenarios se obtienen los principales parámetros económicos y de rendimiento del sistema.

Los escenarios plantados son comparados entre ellos y frente a la opción convencional en el **Capítulo 7**, donde se analizan, entre otros parámetros, el coste de la energía (LCOE), los costes de capital (CAPEX) o el **coste resultante del agua tratada (LCOW)**. Por último, el **Capítulo 8** recoge las conclusiones extraídas.

La Tabla 1-1 resume la distribución de la memoria del Trabajo.

<b>Capítulo 1: Introducción</b>	Objetivos y alcance del trabajo. Contexto de los casos en estudio.
<b>Capítulo 2: Energía y Agua en la mina</b>	Descripción del proceso productivo. Consumo energético e hídrico asociado. La contaminación en Minería. Tratamiento de efluentes mineros y justificación de la tecnología elegida.
<b>Capítulo 3: La Ósmosis Inversa</b>	Concepto de ósmosis inversa. Principales parámetros y configuraciones. Estado del arte de su aplicación en Minería.
<b>Capítulo 4: Diseño conceptual de la planta de ósmosis inversa</b>	Simulación de una planta de ósmosis inversa. Obtención de valores representativos de consumo energético unitario.
<b>Capítulo 5: Energía solar: Fundamentos y Estado del arte</b>	Fundamentos de la energía solar. Estado del arte de las tecnologías y su aplicación en minería.
<b>Capítulo 6: Diseño conceptual de la planta solar</b>	Selección de distintos escenarios para cada Caso Práctico. Simulación de escenarios. Obtención de parámetros económicos y de rendimiento.
<b>Capítulo 7: Comparativa, costes y discusión frente a la opción convencional</b>	Comparativa de los escenarios planteados. Selección del escenario idóneo en cada Caso Práctico mediante un sistema de puntuación de criterios.
<b>Capítulo 8: Conclusiones</b>	Resumen del trabajo y conclusiones obtenidas.

Tabla 1-1: Distribución de la memoria del Trabajo.

### Alcance

Con todo, el alcance de este proyecto se limita al **diseño conceptual** en dos localizaciones concretas, es decir, a evaluar la viabilidad tecnoeconómica del uso de este tipo de tecnologías en el sector, sin profundizar en aspectos relacionados con la ingeniería básica y de detalle, como el diseño completo de la instalación o la descripción específica de los equipos.

A pesar de estar limitado a dos localizaciones, las conclusiones respecto a la idoneidad de la tecnología son extrapolables a otros países con esquemas de producción y climatología similar. Sin embargo, la viabilidad real de un proyecto de este tipo requiere de un análisis pormenorizado que considere las particularidades climatológicas, económicas y regulatorias del sitio. El presente documento debe considerarse como preliminar, cuyas conclusiones sirvan de punto de partida para el estudio de la implantación de este tipo de tecnologías en futuros proyectos mineros.

De acuerdo con la clasificación utilizada por el laboratorio de energías renovables de Estados Unidos (NREL, 2016) el Trabajo se corresponde con un análisis del **potencial económico**. Tal y como refleja la Figura 1-1, el potencial económico engloba tanto el estudio de la disponibilidad del recurso y las limitaciones técnicas de la tecnología, como el análisis de los costes de ésta.



Figura 1-1: Categorización del potencial de las energías renovables y sus principales factores o limitaciones. Adaptado de (NREL, 2016).

## 1.2 Problemática de la minería y necesidad de tratamiento de los efluentes mineros

La minería ha sido, es y será un motor **clave para el desarrollo económico** en muchos países. En algunos como Chile, donde el sector representa el 11,5% del PIB (The World Bank, 2019), ha llevado a que el país alcance mayores niveles de riqueza y sea considerado como una economía avanzada líder en su región (CSIRO, 2015). En este sentido, existe amplia evidencia de que aquellas naciones que adoptan leyes mineras modernas y ofrecen un entorno propicio pueden atraer la inversión del sector privado en actividades de exploración y operación minera. Esto, a su vez, contribuye a aumentar las recaudaciones tributarias, los ingresos por concepto de exportaciones, las oportunidades de empleo, el desarrollo de obras de infraestructura (en especial en zonas rurales) y la transferencia de tecnología a los países receptores (IDA, 2014). Asimismo, la fuerte demanda de minerales y metales de una población cada vez más numerosa y rica, se espera que la población mundial alcance los 9 billones para 2030, mantendrán al sector en una posición de importancia crítica y aumentará el número de minas en explotación (World Economic Forum, 2016). Especialmente crítica será su contribución a la Transición Energética, ya que tanto las turbinas eólicas, como los paneles solares, o las baterías de los coches eléctricos dependen de minerales como el aluminio, el cobre, el litio o diversos metales raros emergentes (World Energy Trade, 2020).

No obstante, para muchos, considerar la minería como factor de desarrollo es, cuanto menos, cuestionable (Mira, 2008). A pesar de un crecimiento sostenido del PIB del 5% de media (1990-2016), Chile es hoy el país más desigual de la OCDE y el cuarto en términos de pobreza relativa. Las comparativas con el continente africano, donde el peso porcentual de la minería sobre el PIB es mayor, así como su riqueza en recursos, son aún más desoladoras. En estos casos, la población percibe como grandes multinacionales agotan sus recursos, tanto minerales como hídricos, dejando un río de contaminación e impacto en la región que no compensa el escaso beneficio derivado de la contratación de empleo local de baja cualificación o el pago de impuestos. Las consecuencias de esto se deben a dos factores que van de la mano y explican los conflictos sociales que esta industria genera: **el impacto social y el ambiental**. Mitigar estos impactos se antoja imprescindible para garantizar la sostenibilidad del sector minero y asegurar que la población local se beneficie de él.

Buena parte de estos conflictos derivan del agotamiento o contaminación de un recurso fundamental para la vida: **el agua**. En efecto, la mina requiere un uso intensivo del agua ligado a los procesos de hidrometalurgia, concentración o supresión del polvo, entre otros. Aunque los problemas del agua son importantes a nivel mundial, se acentúan desde una perspectiva local.

En este sentido, en regiones como América Latina y el Caribe, a pesar de contar con cerca de dos tercios del agua dulce disponible en el mundo, ésta se encuentra irregularmente distribuida y gran parte de la región se considera árida o semiárida. El caso de Chile es ilustrativo: si bien el uso del agua en la industria minera representa tan solo el 3% del suministro de agua total (COCHILCO, 2018), muchas de las **concesiones y**

**operaciones mineras se ubican en zonas donde la escasez de agua es un factor limitante** para el desarrollo regional. Desde una perspectiva geográfica, el norte de Chile, donde se concentran la mayor parte de yacimientos, es una de las áreas más áridas del planeta, los recursos hídricos superficiales son escasos y existe una demanda creciente de agua por parte de los usuarios industriales, locales y las comunidades (Montes & Cantallop, 2019).

Los impactos en la calidad y cantidad del agua son uno de los aspectos más polémicos de los proyectos mineros. No es sorprendente que, en este contexto, exista una tensión inevitable entre las necesidades de la población en general, que requieren el agua para su supervivencia y la agricultura, y las necesidades de la industria minera.

Con todo, el caso de Chile no es único. Los conflictos derivados de la distribución desigual del agua en regiones sometidas a estrés hídrico se extienden por todo el mundo, y se agravarán por ser zonas especialmente sensibles al cambio climático, que acentuará la periodicidad de fenómenos meteorológicos extremos, como las sequías, y aumentará las temperaturas máximas (McKinsey & Co., 2020).

Por ello, es imprescindible potenciar sistemas que minimicen las pérdidas de agua durante el procesamiento y maximicen su recirculación. Además, en aquellos casos en los que la descarga de agua al ambiente sea necesaria para la conservación de los acuíferos, el correcto tratamiento del agua cobra, si cabe, aún más importancia. Todo ello debe ir de la mano con la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, para evitar agravar las ya inevitables consecuencias del cambio climático.

Ante este paradigma, la industria minera se enfrenta a tres riesgos estratégicos a largo plazo en relación con el agua; el primero, asegurar suficiente agua para satisfacer el aumento de la producción; en segundo lugar, reducir el consumo de agua y energía, y las emisiones debido a las presiones sociales, ambientales y económicas; y por último, la comprensión de los vínculos entre agua, energía y emisiones, para que una mejora en un área no cree un efecto adverso en otra.

### 1.3 El proyecto REMIND

Como acelerador del cambio en estas regiones nace el proyecto **REMIND** (*Renewable Energies for Water Treatment and Reuse in Mining Industries*) un consorcio integrado por instituciones públicas y privadas de la Unión Europea, Chile y Ecuador, en línea con la política y estrategia de la UE para el suministro de materias primas. Dentro de dicho consorcio se encuentra colaborando activamente la Universidad de Sevilla, incentivando, entre otras actividades, la investigación en este campo. El proyecto apoya económicamente la colaboración internacional de investigadores de estos países latinoamericanos hacia un desarrollo más respetuoso con el medio ambiente e impulsado por fuentes de energía renovable.

El objetivo, en términos generales, es desarrollar un marco innovador de interacción entre las fuentes de energía renovable y las últimas tecnologías de tratamiento de agua, buscando un crecimiento sostenible para las empresas del sector minero. Se espera que los nuevos paradigmas explorados reduzcan drásticamente el impacto ambiental provocado, tanto por un consumo intensivo de agua y energía como por la liberación de efluentes residuales no tratados durante los ciclos productivos del cobre y el oro.

### 1.4 Casos de estudio: Chile y Ecuador. Las renovables como motor del cambio

Por ello los objetivos del presente trabajo se llevarán a cabo a partir del estudio de dos casos prácticos: uno a gran escala en Chile (minería del cobre) y otro a pequeña escala en Ecuador (minería del oro). Además de la problemática general descrita anteriormente, en estos países encontramos particularidades regionales que hacen que la búsqueda de soluciones en materia de aguas y energía sea aún más necesaria.

#### 1.4.1 La Gran Minería del Cobre Chilena: aumento de la producción, envejecimiento de los yacimientos y altos costes energéticos.

Como ya avanzamos, la minería chilena es un pilar básico de su economía. Chile se erige como el primer productor de Cobre mundial, con una participación del 27%, así como el segundo de Molibdeno, 20%, el sexto en Plata, 5%, y el decimocuarto en Oro, 1% (Consejo Minero, 2019). La mayor parte de la producción del país se estructura en grandes yacimientos operados tanto por la minera estatal (Codelco) como por multinacionales

privadas (BHP Billiton, Río Tinto o Antofagasta PLC, entre muchas otras) situados, en su mayoría, al norte del país, en la árida región de Antofagasta (Región II).

La principal ventaja de este tipo de yacimientos frente a la pequeña y mediana minería es que, al escalar la producción, los consumos unitarios de agua y energía decrecen, siendo minas más eficientes. Aún con esto, en términos absolutos requieren de ingentes cantidades de agua para operar, sometiendo a la región a un alto estrés hídrico, que se intenta mitigar con la utilización de agua de mar, lo que, a su vez, implica un alto coste energético. Además de lo anterior, existen una serie de condicionantes regionales que incentivan la búsqueda de alternativas de suministro energético renovable:

- **El incremento de la demanda eléctrica puede acelerar la transición energética**

El liderazgo de Chile en el mercado de cobre mundial viene de lejos: existen yacimientos, como la Mina El Teniente, que llevan en operación desde principios del siglo pasado. Lo cierto es que, a pesar de la continua exploración de nuevos terrenos, la mayor parte de las minas en operación superan los 20 años de antigüedad. Esto, inevitablemente, hace **aumentar el consumo energético unitario** del proceso por varios factores:

- **Disminución de la ley del mineral:** Lógicamente, las zonas del yacimiento con mayor proporción de cobre (ley) son explotadas primero. Conforme la vida útil de la mina avanza, se explotan otras zonas con menor ley, lo que obliga a remover y procesar mayor cantidad de material para obtener la misma cantidad de cobre fino, consumiendo más combustibles en el transporte, y electricidad en el procesado.
- **Endurecimiento de la roca:** Asimismo, al profundizar en la mina la roca se endurece, necesitando un aporte energético mayor para la molienda y chancado, así como para el transporte.
- **De cátodos a concentrado:** Aunque está tendiendo a la equiparación en términos de consumo unitario, el cambio en la cartera de productos comerciales (de cátodos a concentrados) explica en parte el mayor consumo eléctrico por tonelada fina. Este cambio, trae, además, una consecuencia adicional: el procesamiento de concentrado requiere cuatro veces más agua para procesar el material<sup>1</sup>. Sobre las dos vías de procesamientos del cobre y su consumo asociado se profundizará en el siguiente capítulo.
- **Utilización de agua de mar** (desalada o directa): Como ya avanzamos, una de las soluciones a la escasez de agua impuestas por el gobierno chileno es la utilización de agua de mar o desalada para los procesos mineros. Ambas son intensivas energéticamente hablando asociadas a la impulsión y desalación (si aplica) del agua.

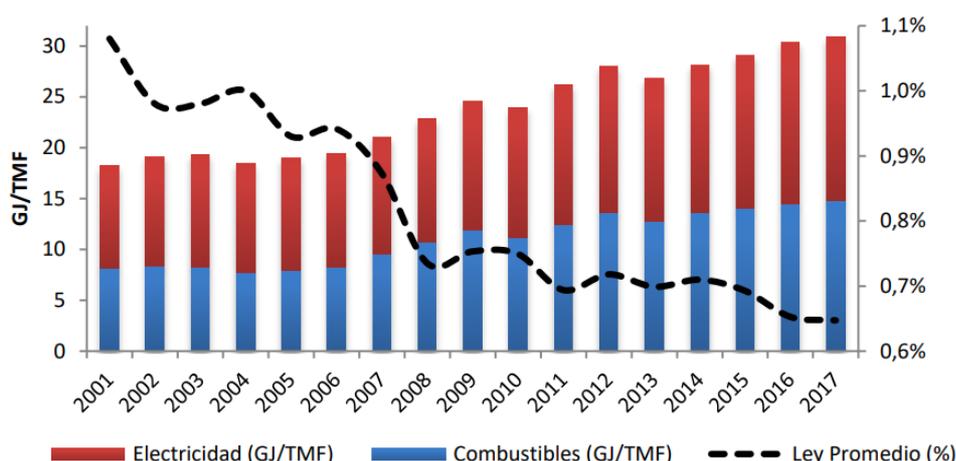


Figura 1-2: Evolución del consumo energético unitario y ley promedio del mineral, período 2001-2017. (COCHILCO, 2018)

La Figura 1-2 muestra el aumento sostenido del consumo eléctrico y de combustibles por tonelada de cobre fino producido en los últimos años y su relación con la disminución de la ley promedio del mineral. Si a lo anterior le añadimos el **previsible aumento de la producción**, especialmente de cobre a partir de concentrado, Figura 1-3, concluimos que se espera un **notable incremento de la demanda eléctrica** por parte del sector minero.

<sup>1</sup> Para el año 2017, el consumo unitario de agua del proceso hidrometalúrgico (cátodos) fue de 0,11 m<sup>3</sup>/TMF frente a los 0,45 m<sup>3</sup>/TMF del proceso de concentración (Montes & Cantalops, 2018).

Representando el 32,8% del consumo eléctrico total del país (Montes & Cantallops, 2018), el necesario aumento de la potencia instalada en el sector minero deja un espacio inmejorable para potenciar el uso de energías renovables, y su implementación con éxito puede contagiarse a otros sectores industriales.

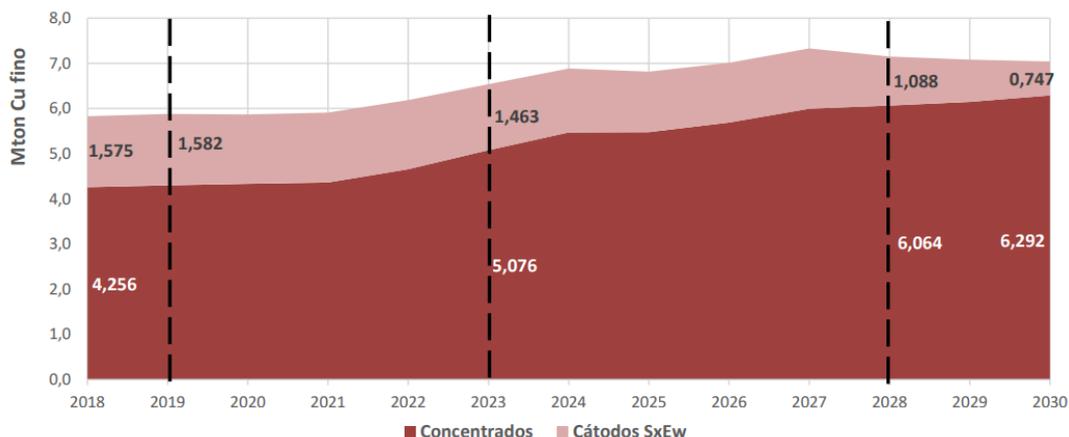


Figura 1-3: Producción de cobre 2018 y producción esperada 2019-2030. (COCHILCO, 2019)

- **Los altos costes de la electricidad restan competitividad al sector**

Por otro lado, Chile arrastra desde hace años unos costes energéticos para el sector industrial muy altos en comparación con otros países del entorno, como Perú<sup>2</sup>, que es, además, su principal competidor a nivel mundial en exportación de cobre.

Representando en torno al 15% del coste total (PwC Chile, 2018), un precio estable de la electricidad es determinante para garantizar la competitividad del sector y minimizar el riesgo de las inversiones en el medio y largo plazo. En este sentido, se espera que la demanda eléctrica comentada anteriormente supere a la oferta, lo que elevará aún más el precio. Ello sumado al “impuesto verde” recientemente implantado en el año 2018 de 5 USD por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> (BCN, 2018), incentiva la búsqueda de alternativas renovables.

- **Un mix energético aún muy contaminante y dependiente**

Observando la Figura 1-4 se deduce que la generación eléctrica chilena es todavía muy dependiente de los hidrocarburos, a pesar de la fuerte incursión de fuentes renovables como la eólica, la solar fotovoltaica o la biomasa. A los costes ambientales que ello conlleva se añade la alta dependencia de las importaciones de hidrocarburos y el riesgo de volatilidad en los precios (Pelegry & Basterra, 2018).

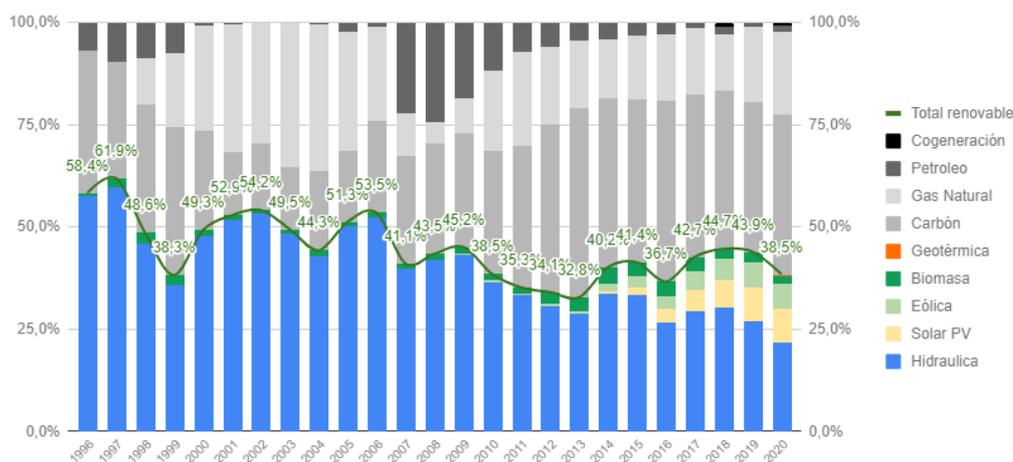


Figura 1-4: Generación eléctrica en Chile por fuentes, período (1996-act.). (Generadoras de Chile, 2020)

<sup>2</sup> Para grandes consumidores industriales se registró un precio medio (2018) de 14,16 c\$/kWh en Chile frente a 11,79 c\$/kWh de Perú (Bnamericas, 2019).

En resumen, el aumento de la producción incrementará la demanda hídrica y energética en los próximos años. Para paliar la primera es imprescindible la recirculación del agua y evitar filtraciones, es decir, aproximarse a la Cero Descarga Líquida (ZLD). Para la segunda, las renovables se presentan como una alternativa que puede hacer al sector minero chileno más competitivo, menos dependiente energéticamente y más limpio.

#### 1.4.2 Minería Artesanal y de Pequeña Escala del Oro en Ecuador: las innovaciones tecnológicas chocan con la realidad socioeconómica.

Por su parte, el caso de Ecuador es muy distinto al anterior. El sector minero se encuentra en pleno proceso expansivo y de modernización, con una contribución marginal a la economía de tan solo el 0,2% del PIB (The World Bank, 2019). La mayor parte de la producción se distribuye en pequeñas explotaciones, que utilizan **técnicas extractivas y de procesamiento atrasadas**, donde a menudo el tratamiento del agua es inadecuado.

En este caso, el impacto ambiental de la minería es muy alto, no por una alta demanda de energía o por someter a la región a estrés hídrico, sino por la contaminación por metales pesados de acuíferos y las filtraciones al suelo, que destruyen la fauna y la flora en zonas de **muy alto valor ecológico** de la **Región Amazónica**. La Figura 1-5 muestra las concesiones, tanto nuevas como existentes (A), y su superposición con zonas preselváticas o selváticas protegidas (B).

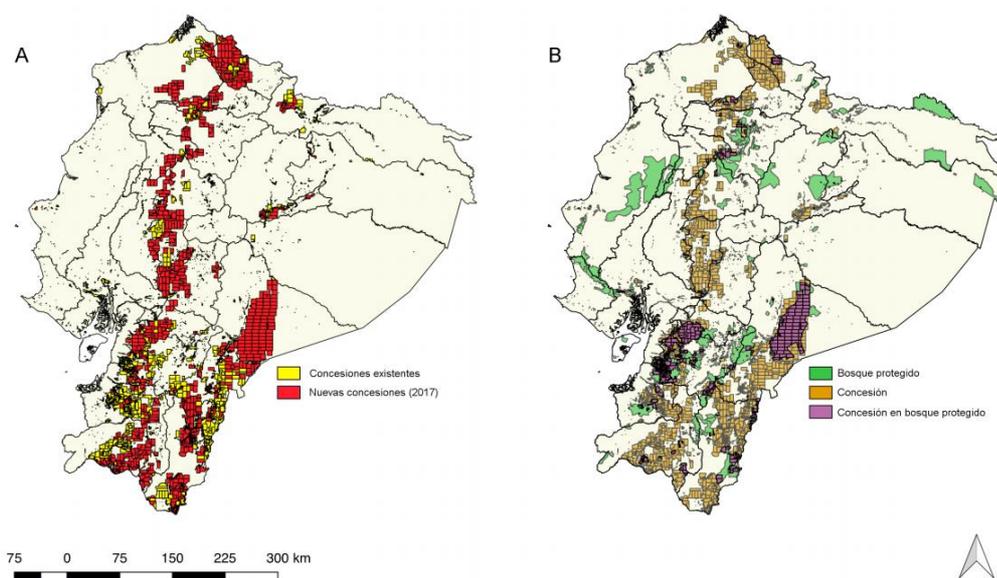


Figura 1-5: Mapa de las concesiones mineras y los bosques protegidos en Ecuador. (Vandegrift, Thomas, Roy, & Levy, 2018)

Se observa como gran parte de estas explotaciones coinciden con áreas de bosque protegido. La mayoría de ellos persiguen la extracción y procesamiento de **oro** mediante la adición de agentes lixivantes como el **cianuro** o la amalgamación con **mercurio**, ambos muy contaminantes y cuyo uso lleva años intentando restringirse.

Lo cierto es que las técnicas empleadas por la minería artesanal y de pequeña escala del oro no son un problema exclusivo de Ecuador: alrededor de **50 millones de personas** en más de 70 países (Zolnikova & Ortiz, 2018) viven de un sector que es, entre otros muchos impactos, responsable del 37% de las emisiones atropogénicas de mercurio en el mundo (UN Environment, 2019).

Con la creciente demanda y el alza en los precios del oro, este tipo de minería se postula como la mejor y a veces única vía de subsistencia de muchas familias de países en vías de desarrollo. En estos casos, el aspecto ambiental pasa a un segundo plano, lo que **amenaza seriamente a la flora y fauna** de estas regiones, como es el caso de la Amazonía.

Volviendo a Ecuador, la solución ha pasado por el establecimiento de **centros de procesamiento**, en su mayoría operados por terceros, donde la disponibilidad de capital es mayor a la que tendría un pequeño yacimiento, por lo que la tecnología y eficiencia mejoran. Aún con esto, las filtraciones derivadas de un mal tratamiento del agua y la poca recirculación se siguen sucediendo (Veiga, Angeloci, Hitch, & Velasquez-Lopez, 2014).

En este contexto, se hace necesaria una mejora en el tratamiento de efluentes mineros tanto para su recirculación al proceso, como para su reinyección a acuíferos cercanos. Asimismo, y dado que estos centros se encuentran en zonas aisladas donde la conexión a red es técnica y/o económicamente inviable, el uso de energía renovable permitiría a éstos operar sin el impacto ambiental (emisiones y acústica) asociado al uso de hidrocarburos.

### 1.5 ¿Por qué Energía solar?

Por último, de entre las distintas alternativas renovables comercialmente viables en la actualidad, la elección de la energía solar no es casual. Observando el mapa de la irradiancia global horizontal de ambos países, Figura 1-6, es fácil intuir el potencial del recurso, cuyos valores máximos coinciden con las regiones mineras de ambos países, a saber: Antofagasta, al norte de Chile (a), y las laderas de la cordillera Andina, en Ecuador (b).

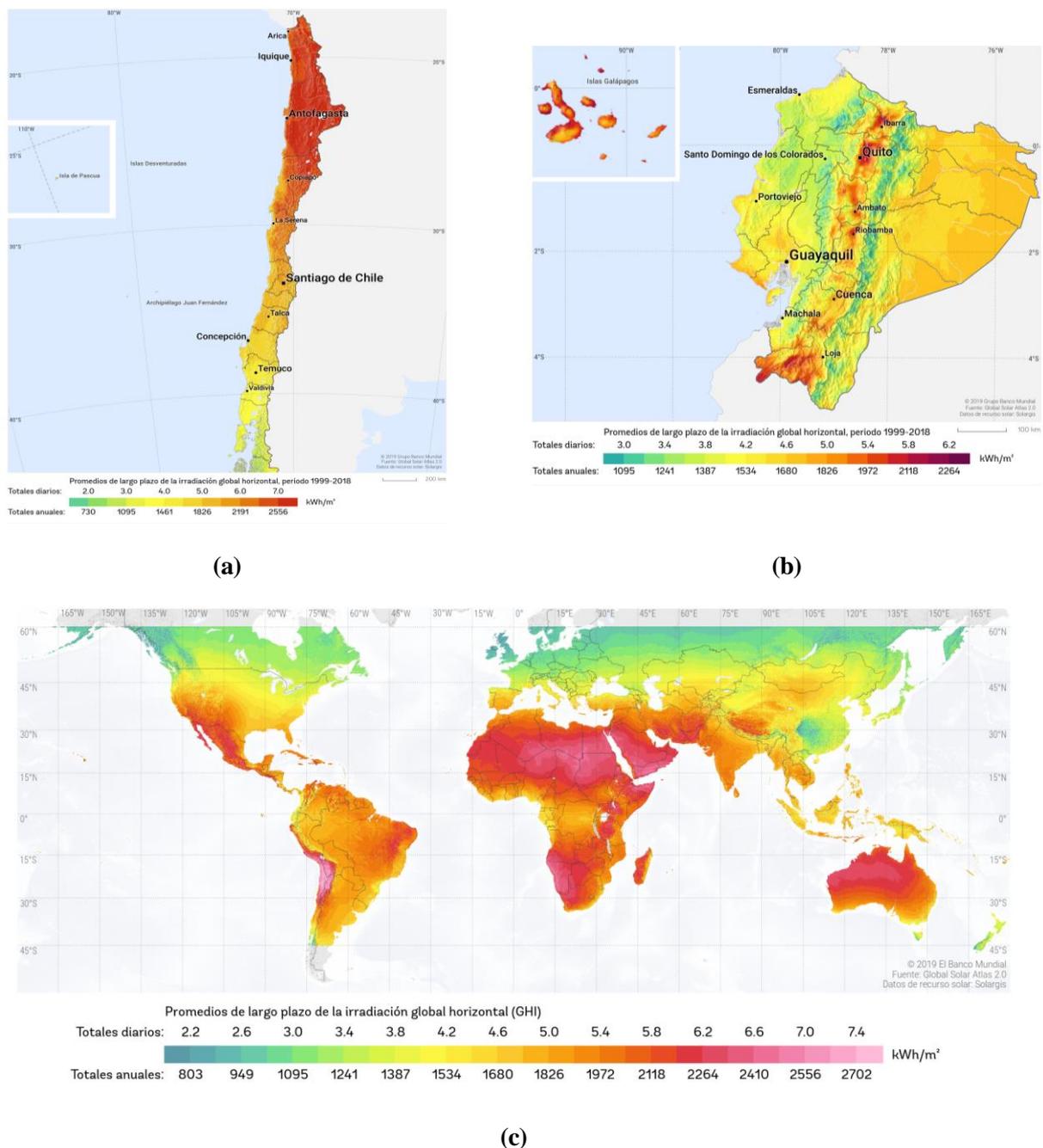


Figura 1-6: Irradiancia global horizontal (GHI) media (kWh/m<sup>2</sup>) del período 1990-2018 para Chile (a), Ecuador (b) y el resto del mundo (c). (SOLARGIS, 2019)

La confluencia de potencial minero y potencial solar no se limita a la región andina. Comparando la Figura 1-6 (c) con los principales focos mineros mundiales, Figura 1-7, se observa como la aplicabilidad de la energía solar en minería se extiende a regiones como el Noroeste americano, el Golfo de Guinea y el Sudoeste africano, o Australia, entre otras.

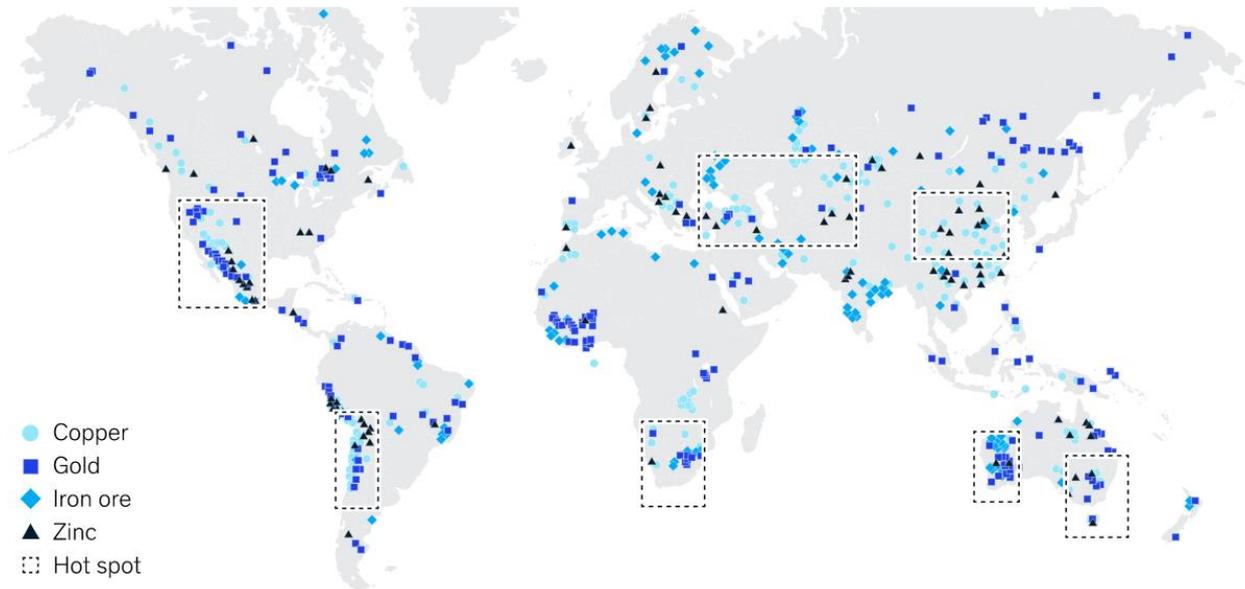


Figura 1-7: Mapa de los principales focos mineros mundiales. (McKinsey & Co., 2020).

# 2 ENERGÍA Y AGUA EN LA MINA

---

La Energía y el Agua constituyen dos agentes estratégicos para garantizar la viabilidad y supervivencia a largo plazo de cualquier mina. Son, también, conceptos que han ido siempre ligados al impacto ambiental y contaminación que esta industria genera. El presente capítulo enmarca este trabajo dentro de las distintas acciones posibles para mitigar dicho impacto.

Para ello, en primer lugar, se analiza el proceso productivo de los dos metales en estudio (Cobre y Oro) así como la demanda de energía y agua asociada a cada uno de ellos. Conocido el proceso productivo, se recogen los distintos tipos de contaminación en minería relacionados con el agua. Tras esto, se explican brevemente los principales métodos que minimizan el impacto de la contaminación anterior, para, finalmente, justificar la elección de la ósmosis inversa como la mejor opción para satisfacer los objetivos del trabajo.

## 2.1 El proceso productivo. Demanda energética e hídrica asociada

La minería suele clasificarse típicamente en tres grandes grupos en función del método de extracción: minería superficial, minería subterránea, y minería de *métodos especiales* (pozos de perforación, minería submarina). También puede clasificarse en función del tipo de mineral empleado o de la producción anual. En este último la clasificación dependerá del país: para la Gran Minería del Cobre chilena, por ejemplo, la producción debe ser superior a 50.000 toneladas métricas de cobre fino al año (SGM, 2017).

No obstante, nos limitaremos a analizar las dos minerías de los casos prácticos seleccionados, Cobre y Oro, con procesos extractivos similares a los de la mayor parte de la minería metálica.

### 2.1.1 Minería del Cobre

La extracción del Cobre se realiza tanto a cielo (rajo) abierto como de forma subterránea, siendo común encontrar ambos métodos en grandes yacimientos mineros, ya sea simultáneamente o en distintas fases de su vida útil.

Cuando los minerales están cerca de la superficie terrestre, la influencia del oxígeno del aire hace que en su mayoría se encuentren en forma de **Óxidos** de Mineral. Sin embargo, más en las profundidades, donde el contacto con oxígeno ha sido inferior, el mineral permanece en forma de **Sulfuro**. Estos dos estados marcarán dos vías de procesamiento bien diferenciadas:

- Óxidos vía Hidrometalurgia.
- Sulfuros vía Concentración y Pirometalurgia.

En el caso de los **minerales oxidados**, el proceso hidrometalúrgico consiste en pasar el componente sólido del Cobre a uno líquido haciendo reaccionar la roca oxidada con una solución ácida (Ácido Sulfúrico), que se disuelve formando sulfato de cobre en una etapa conocida como Lixiviación (Lx). Tras esto, mediante distintas reacciones físicas y químicas (Extracción por solventes -Sx- y Electrobatería -Ew-) se extrae el cobre del resto del mineral chancado<sup>3</sup>.

Para los **minerales sulfurados**, el proceso busca aumentar la concentración de cobre en estado sólido en base a un proceso de reducción de tamaño del mineral a través de etapas sucesivas de Chancado y Molienda, reduciendo la granulometría del producto. A continuación, la Flotación separa las partículas sólidas sulfuradas de cobre de otros elementos comerciales, como el molibdeno, así como del resto de material descartable. Finalmente, el proceso de espesamiento y filtrado permite reducir el porcentaje de humedad del concentrado de cobre, que puede ser exportado o sometido a un proceso final de electrorefinación (ER) para eliminar las impurezas restantes. (Rainer Schröer, 2014). La Figura 2-1 resume ambos procesos.

---

<sup>3</sup> Triturado, machacado, molido.

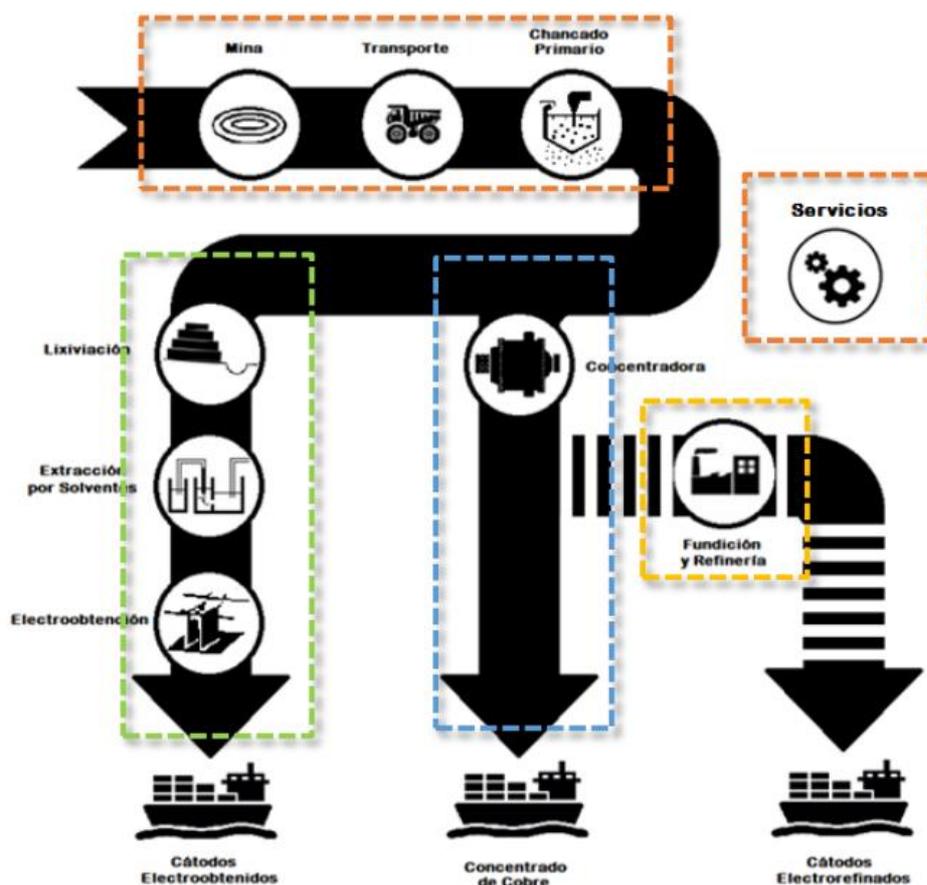


Figura 2-1: Esquema simplificado del proceso productivo del cobre. (COCHILCO, 2018)

### Demanda Energética

En sección se hará uso de los datos de la última *Encuesta Minera de Producción, Agua y Energía* (EMPAE) publicada (Brantes & Cantallopts, 2019), elaborada por COCHILCO<sup>4</sup> a las operaciones mineras de cobre del país, cubriendo el 99,3% de la producción. Aunque los aspectos aquí analizados corresponden a Chile, son extrapolables a otros países con un esquema de producción de cobre similar, como Perú.

En grandes yacimientos la demanda energética se satisface mediante dos vías: combustibles (principalmente Diesel: 88,7%, Gas natural: 5,9% y Enap 6: 4,6 %) y energía eléctrica. Si bien a nivel general los consumos de electricidad y combustibles son similares, a nivel de procesos varían significativamente.

Los procesos más intensivos en **energía eléctrica** son los asociados a la planta concentradora (57% respecto al total de energía eléctrica) que se suministra a los molinos, cintas transportadoras, bombas, celdas de flotación, espesadores, filtros y otros; al proceso de Lixiviación (22%); y a Servicios (8%), principalmente relacionados con la impulsión y tratamiento de aguas. Para el caso de los **combustibles**, el 77% se emplea en las operaciones a cielo abierto, asociadas al transporte del mineral hasta las plantas de tratamiento, ver Figura 2-2. Esta última es, además, la más intensiva en energía total, representando el 40% de toda la energía consumida en procesos mineros.

<sup>4</sup> Comisión Chilena del Cobre

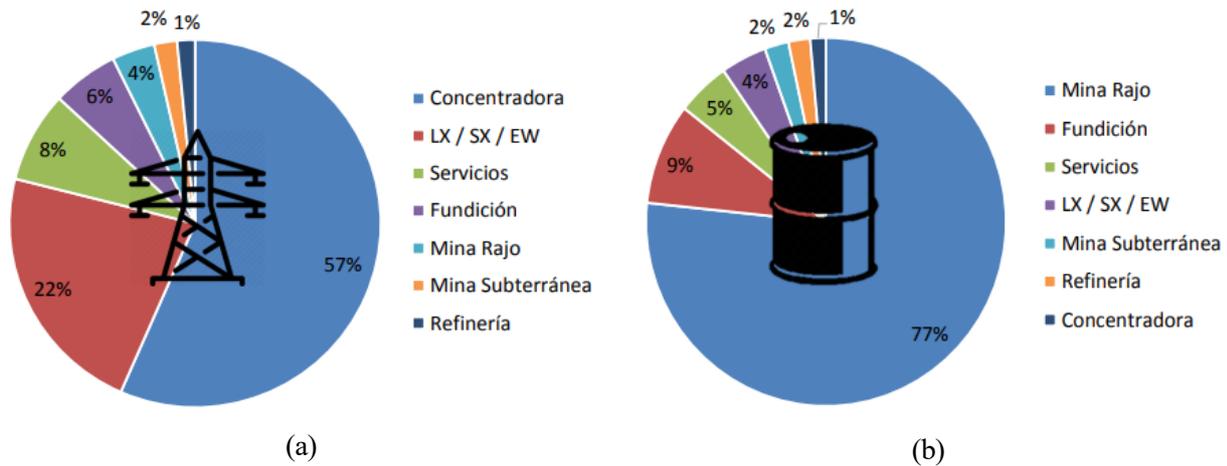


Figura 2-2: Consumo de electricidad (a) y combustibles (b) en la minería del cobre. (Brantes & Cantallopts, 2019)

Sin embargo, atendiendo a los **consumos unitarios** por proceso, el consumo eléctrico por TMF<sup>5</sup> de cobre producido para la **Concentración y la Lixiviación es similar**, ambos cercanos a los 12.000 MJ/TMF. En el caso de Chile no siempre fue así, ya que desde el año 2001 el consumo unitario asociado a la concentración se ha duplicado, debido a que, por el anteriormente citado envejecimiento de las minas, los yacimientos se vuelven más profundos y la roca se endurece, haciendo que el chancado y la molienda sean más costosos energéticamente.

Para el caso de la Lixiviación el consumo eléctrico ha crecido, en menor medida -un 24%-, debido a la disminución de la ley del mineral<sup>6</sup>. Por último, el área de Servicios ha experimentado un crecimiento del 269% en este mismo periodo (2001-2018) a causa del aumento de la desalación e impulsión de agua de mar, así como por la implementación de nuevos tratamientos y recirculación de agua en los procesos.

Para un análisis más profundo, incluyendo subetapas, diríjase a la Tabla 0-1 del ANEXO I: Proceso productivo del cobre y gasto energético asociado, de interés para entender en qué operaciones tendría sentido la aplicación de energía solar, ya fuese mediante aporte térmico o eléctrico.

Por otro lado, el tamaño de la mina (medido en TMF producido) jugará un papel fundamental en el gasto energético. Así, analizando el consumo unitario de energía, representado en la Figura 2-3, se observa que el proceso se vuelve energéticamente más eficiente tratando grandes volúmenes de mineral.

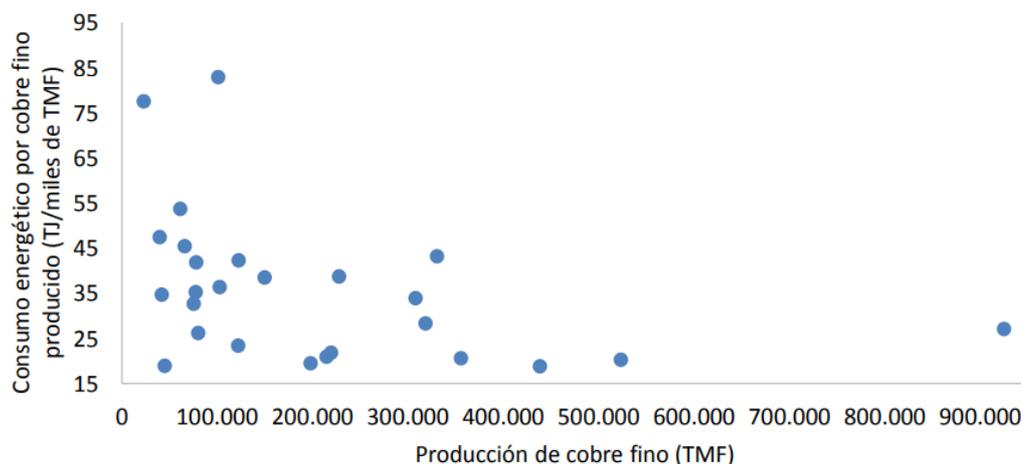


Figura 2-3: Consumo energético unitario frente a producción. (COCHILCO, 2018)

<sup>5</sup> TMF, Tonelada Métrica Fina

<sup>6</sup> En el periodo 2012-2017, las leyes de óxidos se redujeron del 61% al 49%, y del 85% al 80% para el caso de los sulfuros. (Montes & Cantallopts, 2018)

## Demanda Hídrica

En cuanto al agua, a grandes rasgos se clasifica en: continental, oceánica o recirculada del proceso minero. La primera considera todos los cuerpos de agua permanentes que se encuentran en el interior del continente, ya sean superficiales o subterráneas, como ríos, lagos, acuíferos, reservas y humedales, entre otros. Las aguas de origen oceánico, en cambio, provienen del mar por lo que tienen un alto contenido salobre. Como se ha mencionado, su presencia se ha multiplicado exponencialmente en los últimos años debido al endurecimiento de la legislación en los países productores y para dar respuesta a la creciente demanda hídrica en zonas semidesérticas cercanas al mar. Por su parte, las aguas recirculadas corresponden a todos aquellos flujos que son reinyectados al sistema desde algún proceso.

El uso de una u otra fuente dependerá de la localización y necesidades de la mina, así como de la legislación ambiental que la rija. Si bien en todos los casos necesitará de un tratamiento antes de ser reinyectada al proceso o devuelta al medio natural del que procede.

Por volúmenes totales, la principal área consumidora de agua (continental) es la **Concentración**, representando el 60% sobre el total de agua consumida. Le siguen la Hidrometalurgia (13%) y el área de Mina (15%), donde se contabilizan las aguas utilizadas principalmente en la supresión de polvo en caminos y en la extracción y bombeo desde labores subterráneas (Montes & Cantalloppts, 2019).

La Tabla 2-1 refleja la evolución de los coeficientes unitarios para los dos principales procesos consumidores<sup>7</sup> de agua: la Concentración y la Hidrometalurgia, en función del tamaño de la explotación.

En este sentido, se observa que el gasto de agua necesario para la Concentración, esto es, para el procesamiento de minerales sulfurados, es varias veces mayor al correspondiente al mineral oxidado (Hidrometalurgia) para producir una tonelada de cobre fino, aunque se aprecia que la diferencia entre ambos se ha reducido en los últimos años.

<b>Concentración</b>	<b>Unidad</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Gran minería <sup>8</sup>	m <sup>3</sup> /TMF	0,57	0,53	0,50	0,49	0,44	0,36
Mediana minería	m <sup>3</sup> /TMF	0,85	0,59	0,89	0,73	0,65	0,40
<b>Hidrometalurgia</b>	<b>Unidad</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>
Gran minería	m <sup>3</sup> /TMF	0,10	0,08	0,07	0,09	0,10	0,10
Mediana minería	m <sup>3</sup> /TMF	0,06	0,15	0,25	0,27	0,25	0,40

Tabla 2-1: Coeficientes unitarios de agua continental en la minería del cobre chilena según tamaño de la operación - 2013-2018. (Montes & Cantalloppts, 2019).

Llegados a este punto, es importante recordar que en países como Chile, donde existe un envejecimiento generalizado de los yacimientos, la ley del mineral ha disminuido considerablemente. Una menor ley conlleva un procesamiento de mayor cantidad de mineral, lo que significa un mayor uso de agua para obtener la misma cantidad de cobre. Con esto, a priori, era de esperar que la tendencia observada fuese la contraria.

La incorporación de la recirculación y la minimización de pérdidas; como las filtraciones y pérdidas en el transporte y relaves (Concentración), o las evaporaciones en las pilas de lixiviación y estanques (Lixiviación); ha hecho que se invierta esta tendencia, especialmente en el caso de la concentración, como refleja la Figura 2-4.

Al igual que ocurría en el caso de la energía, el tamaño afecta en la eficiencia, puesto que permite generar economías de escala e invertir en tecnologías nuevas que disminuyan el consumo de agua, y explican las

<sup>7</sup> Volumen de agua que obtiene la explotación o la instalación operativa del entorno hídrico y/o de un proveedor externo.

<sup>8</sup> Producción mayor de 50.000 toneladas de cobre fino al año. Mediana minería representa a aquéllas por debajo de dicho umbral.

diferencias observadas tanto en la Tabla 2-1 como en la Figura 2-4.

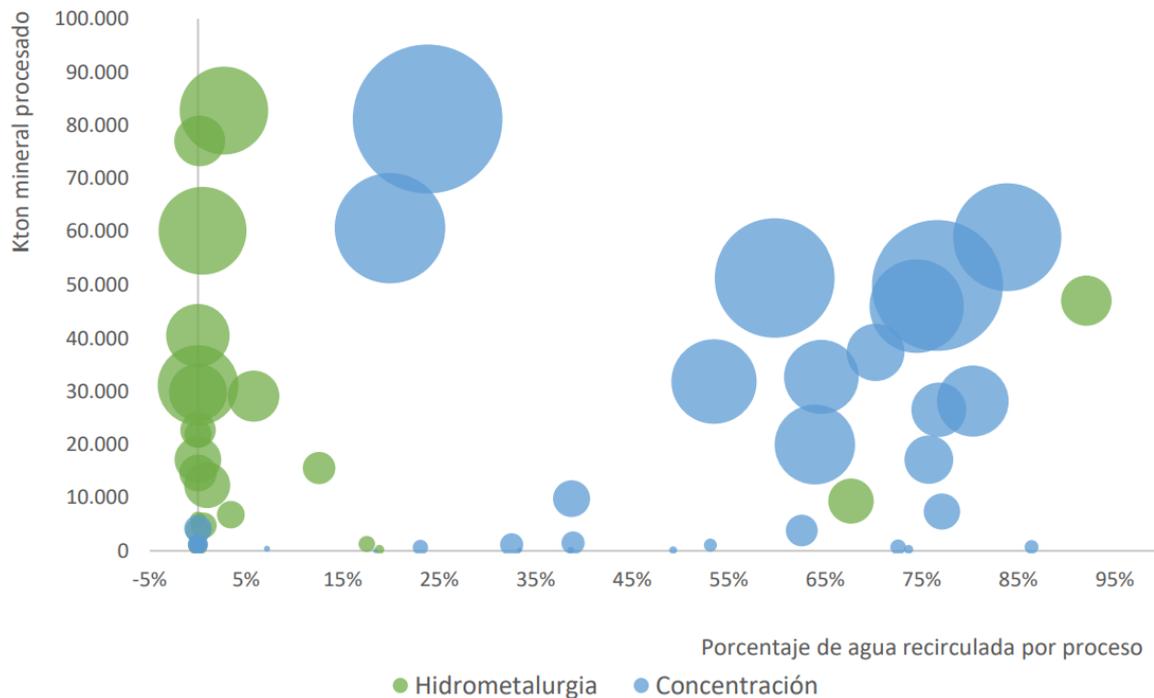


Figura 2-4: Porcentaje de recirculación por proceso según cantidad de mineral procesado en Chile, 2017. (Montes & Cantallopts, 2018). El tamaño de la burbuja representa las TMF de cobre producido (el referido al eje y es el procesado).

Con el progresivo envejecimiento de los yacimientos de cobre en Chile, y el futuro de los aún jóvenes en países como Perú o Australia, estas medidas se antojan imprescindibles para la conservación de los recursos hídricos y la sostenibilidad de la práctica minera a largo plazo, pero llevan asociados unos costes, económicos y energéticos que motivan la búsqueda de soluciones como la propuesta en este trabajo.

### 2.1.2 Minería del Oro

Mucho ha evolucionado la extracción de oro desde las tradicionales bateas, muy características de las películas de colonos americanos que, motivados por la *fiebre del oro*, se aventuraban a cruzar el atlántico en busca de un mejor porvenir.

A grandes rasgos, el procesamiento de oro guarda similitudes con los procesos de Hidrometalurgia y Concentración de cobre, aunque en este caso su objetivo es extraer desde la roca el oro, por lo que se incorporan agentes lixiviantes como el cianuro o se amalgama usando mercurio. Este último es muy contaminante y, aunque en desuso, sigue muy presente en la pequeña minería de países en vías de desarrollo.

Al igual que ocurría con el cobre, el proceso se vuelve tecnológica y ambientalmente más eficiente al aumentar la escala de la mina. Sin embargo, a diferencia del anterior, el tamaño e impacto asociado a la pequeña minería del oro es significativamente mayor, como ya se comentó en la introducción.

Los mineros artesanales de países como Ecuador, Perú, Nicaragua, Indonesia o Colombia (Veiga, Angeloci, Hitch, & Velasquez-Lopez, 2014), debido a sus limitados recursos, transportan el material extraído en sus yacimientos a centros de procesamiento del mineral, propiedad de terceros. En estos centros, el oro es tratado mediante amalgamación con mercurio, el proceso más barato e ineficiente, extrayéndose en torno al 30% del mineral. Los relaves resultantes, contaminados con mercurio, son dejados en estos centros, a menudo a modo de pago, y depositados en pilas de lixiviación donde se tratan con cianuro para extraer el oro restante.

El proceso se describe de forma muy completa en (Veiga, y otros, 2009).

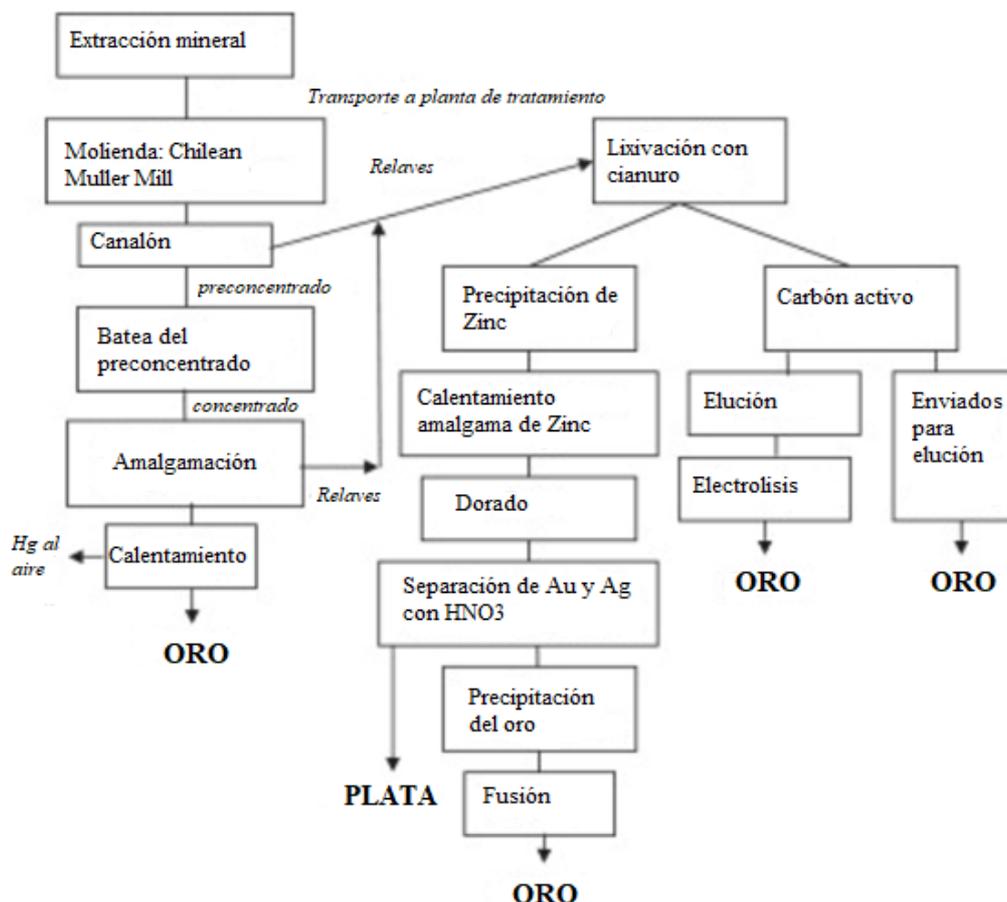


Figura 2-5: Esquema del procesamiento de oro usado por la minería Artesanal de Pequeña Escala (ASM) en Ecuador. Adaptado de (Veiga, y otros, 2009).

En primer lugar, el mineral húmedo es sometido a una **molienda** que reduce el tamaño del grano hasta los 0,2 mm, haciendo uso de un molino conocido como *Chilean Muller Mill*, cuya potencia la suministra típicamente un motor diésel. A continuación, el material molido es impulsado con agua por un **canalón** cubierto de alfombrillas, normalmente de lana, donde el preconcentrado de oro queda atrapado. Éste es sometido a una batea, donde se criban los granos que contienen oro del resto, para pasar a un recipiente o barril<sup>9</sup> de acero donde se **amalgama**.

Durante este proceso, se añade mercurio en una proporción de 1:30 (Hg: Concentrado), que se adhiere al oro facilitando su separación de la roca, además de otros elementos como azúcar, empleada para reducir la tensión superficial del mercurio. Tras unas horas, la **amalgama se calienta** evaporando el mercurio, que es liberado al ambiente si la instalación no dispone de retortas<sup>10</sup> o dispositivos depuradores y extractores más complejos.

Los **relaves** resultantes del proceso anterior, que contienen entre el 50% y el 70% del oro en una proporción de 3g Au/tonelada de media, son apilados y secados para, posteriormente, ser **lixiviados** mediante cianuro de sodio (NaCN). La solución alcalina (pH 10-11) es removida mecánicamente o mediante aire comprimido:

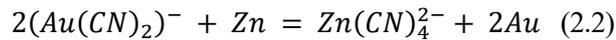


En el proceso se opera con una concentración de cianuro de entre 1000-5000 g/L, de 10 a 20 veces mayor a la usada por grandes empresas mineras. Tras esto, el oro puede ser absorbido en carbón activo o precipitado con zinc.

<sup>9</sup> En Sudamérica el recipiente recibe el nombre de *platón*, mientras que el barril es conocido como *chancha*

<sup>10</sup> Una *retorta* es, en esencia, un cuenco u otro recipiente que se coloca invertido sobre la amalgama mientras ésta se quema, en el que el vapor de mercurio queda atrapado y se condensa (PNUMA, 2008)

El proceso de **precipitación de zinc**, conocido como *Merrill-Crowe*, es el más rápido y efectivo para oro de alto grado, como el de Ecuador:



El oro precipitado es recuperado quemando el zinc a cielo abierto. lo que también libera el mercurio que hubiese precipitado junto al oro. Finalmente, se utiliza ácido nítrico para separar la plata del oro.

Por otro lado, el carbón activo, que ha adsorbido el mineral de la solución de cianuración, es sometido a un proceso de **elución** y posterior **electrólisis** para extraer el oro y la plata. El proceso completo es conocido como CIP, del inglés *Carbon in Pulp*.

### Sobre la Demanda Energética e Hídrica

En este caso, el impacto ligado a satisfacer la demanda energética en la minería de pequeña escala, tanto en Ecuador como en el resto del mundo, es poco significativo. Por ello, no se considera de interés profundizar en un análisis de consumos unitarios, como sí se hizo con el cobre, ya que, entre otras razones, el carácter semiartesanal y poco desarrollo tecnológico de este tipo de minería hacen del consumo de electricidad y combustibles un factor muy dependiente del sitio.

Por su parte, la gestión del agua en la minería del oro es vital para evitar filtraciones al ambiente derivadas de los procesos de amalgamación o los diversos de precipitación, en una de las minerías más intensivas en el uso de agua. Este hecho se agrava en la minería artesanal y de pequeña escala, a menudo situada en regiones de alto valor natural, donde el agua debe ser tratada y reinyectada al medio para minimizar el impacto en el ecosistema.

Las consecuencias de una mala gestión del agua en minería se desarrollan en la siguiente sección.

## 2.2 Contaminación del agua en Minería

Existen cuatro tipos importantes de impactos mineros en cuanto a calidad de agua (BC Wild & Environmental Council for BC, 2017): el derivado de un **mal procesamiento de la contaminación química**, la **erosión y sedimentación**, el **Drenaje Ácido de Mina** y la **contaminación por metales pesados y lixiviación**.

El grado de impacto de cada uno de ellos estará determinado por el tamaño de la mina, el tipo de mineral tratado y la gestión integral del agua. Si nos centramos exclusivamente en la minería del cobre, donde la extracción a cielo abierto es predominante y el volumen de material tratado y agua necesaria es de gran magnitud, los dos últimos requerirán una especial atención, a diferencia de la extracción del oro que, por ejemplo, requiere un cuidado especial al procesado de los desechos químicos.

### Procesando la contaminación química

La contaminación química ocurre cuando algunos agentes, tales como el cianuro o el ácido sulfúrico, utilizados por compañías mineras para la separación del material deseado del mineral bruto, se derraman, gotean, o trasladan del sitio minero a un cuerpo de agua cercano.

Como se ha visto, este tipo de contaminación es especialmente preocupante para el caso de la minería de oro artesanal y de pequeña escala. En procesos como la lixiviación con cianuro, éste no disuelve únicamente el oro, sino también el mercurio restante de la amalgamación, formando cianuro de mercurio,  $\text{Hg}(\text{CN})_2$ , que acaba acumulándose en peces, y demás fauna y flora acuática, en regiones con este tipo de práctica minera.

Otro aspecto crítico se da durante el proceso *Merrill-Crowe* (precipitación por zinc del lixiviado). El proceso ha de llevarse a cabo a muy alto pH (10-11) para evitar que el cianuro se evapore ( $\text{HCN}$ ) y pueda filtrarse al ambiente, bioacumulándose en forma de cianato, o llegar a ser respirado por los mineros.

En regiones como Portovelo (Ecuador), donde esta práctica se realiza sin el apropiado control del pH e incluso algunos mineros afirman que: “*sin el olor a cianato no creemos que el oro esté siendo lixiviado*”, se han reportado casos inusualmente altos de enfermedades relacionadas con la toxicidad tiroidea, como el bocio o el cretinismo, así como cánceres de estómago (Veiga, y otros, 2009).

### **Erosión y Sedimentación.**

El desarrollo minero perturba el suelo y las rocas en el transcurso de la construcción y mantenimiento de caminos, basureros y excavaciones a la intemperie. Por la ausencia de prevenciones adecuadas y estrategias de control, la erosión de la tierra expuesta puede transportar una gran cantidad de sedimentación a arroyos, ríos y lagos cercanos. La sedimentación excesiva puede obstruir riveras, la delicada vegetación de éstas y el hábitat para la fauna y organismos acuáticos (BC Wild & Environmental Council for BC, 2017).

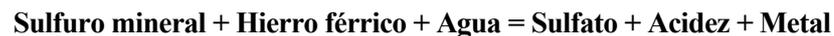
### **Drenaje Ácido de Mina (DAM)**

El drenaje ácido de mina (AMD) es consecuencia de la oxidación de algunos sulfuros minerales en contacto con el oxígeno del aire y agua. Estas reacciones geoquímicas se aceleran en áreas mineras debido a que el aire entra en contacto con mayor facilidad con los sulfuros a través de las labores de acceso y la porosidad creada en las pilas de estériles y residuos, el cambio de composición química y el incremento de la superficie de contacto de las partículas (Aduvire, 2006).



Asimismo, cuando el agua alcanza cierto nivel de acidez, un tipo de bacteria común llamada *Tiobacillus Ferrooxidante* puede aparecer acelerando los procesos de oxidación y acidificación, lixiviando aún más los residuos de metales de desecho (BC Wild & Environmental Council for BC, 2017).

También otros oxidantes, como el hierro férrico, pueden reemplazar al oxígeno del aire en la reacción y, en algunos casos, incluso al oxígeno del agua:



Los drenajes ácidos de mina además de un bajo pH contienen una gran cantidad de sólidos en suspensión con un alto contenido en sulfato y metales (Fe, Al, Mn, Zn, Cu, Pb, Hg, Cd, Ni), del orden de varios cientos de miligramos por litro. Estos elementos en altas concentraciones son nocivos para la actividad biológica, contaminan los cursos de aguas y pueden llegar a causar daños a las estructuras construidas por el hombre.

Existen reportes de la muerte de miles de peces y crustáceos de ríos, afecciones a ganado y destrucción de cultivos y riveras, así como la introducción de una coloración y turbiedad en aguas de ríos y lagos.

Los drenajes ácidos de antiguos minados de carbón y minería metálica son una de las principales fuentes de contaminación de las aguas superficiales y subterráneas en el mundo. Debido a que este problema puede persistir durante décadas e incluso cientos de años una vez finalizado el ciclo productivo, existe la necesidad de prevenir su formación y aplicar el tratamiento más adecuado cuando se han formado.

Por último, existe un tipo de drenaje de mina menos numeroso y de mecanismo opuesto al anterior: los Drenajes Alcalinos de Mina (LMD). Las aguas alcalinas se producen cuando las filtraciones desde superficie o desde acuíferos cercanos circulan a través de materiales calizos y dolomíticos, donde los óxidos, hidróxidos o silicatos minerales reaccionan con el agua, dando como resultado la alcalinidad y la liberación del metal. Este tipo de drenaje es común en la minería de diamantes, en procesos de molienda de bauxita, y en cenizas producidas en la combustión de carbón (Aduvire, 2006).

### **Contaminación por Metales pesados y Lixiviación**

Por su parte, la contaminación por metales pesados<sup>11</sup> se produce cuando alguno de estos metales, contenidos en las rocas excavadas o expuestos en vetas en una mina subterránea, entra en contacto con el agua. Los metales son extraídos y llevados río abajo, mientras el agua lava la superficie rocosa. Aunque pueden ser movidos en condiciones de pH neutral, la lixiviación es particularmente acelerada en condiciones de pH bajo, tales como las creadas por el drenaje ácido de mina (BC Wild & Environmental Council for BC, 2017).

Con el rápido crecimiento de la industria, no solo minera, también metalúrgica, papelera, de fertilizantes o baterías, entre otras, la descarga directa o indirecta de metales pesados al medio ambiente se ha incrementado exponencialmente en las últimas décadas.

---

<sup>11</sup> Se considera metal pesado a aquel con un peso atómico entre 63,5 u y 200,6 u, y un peso específico mayor de 5,0 (Srivastava & Majumder, 2008)

Entre los elementos más comunes presentes en los efluentes mineros encontramos: **Zinc (Zn), Cobre (Cu), Mercurio (Hg), Plomo (Pb) o Cromo (Cr)**. El primero de ellos es sustancial para la vida: regula una gran variedad de procesos bioquímicos y ayuda a las funciones fisiológicas de los tejidos. Sin embargo, una cantidad excesiva de éste puede causar desde dolores de estómago y problemas de piel, hasta anemia. El Cobre por su parte es esencial para el metabolismo animal, aunque en exceso puede provocar convulsiones y en dosis muy altas, la muerte. Niveles excesivos de Níquel acarrearán problemas serios en el pulmón y riñones, como la fibrosis pulmonar, además de dermatitis. También está catalogado como cancerígeno en humanos. Como en el Níquel, una dosis de mercurio superior al valor crítico causa disfunción en pulmones y riñones. Es, además, una neurotoxina que afecta al sistema nervioso central. El plomo ataca también al sistema nervioso central, y puede causar daños en el sistema reproductivo, riñón, hígado, y afectar a mecanismos básicos de las células y el cerebro. Por último, el Cromo lo encontramos presente en disolución acuosa en dos estados: Cr (III) y Cr (VI). Este último es el más tóxico, llegando a causar desde una simple irritación de la piel hasta un carcinoma en el pulmón (Fu & Wang, 2011).

Éstos son solo algunos de los muchos metales, y sus respectivas consecuencias para la salud, que podemos encontrar en los efluentes mineros.

Se hace necesaria, por tanto, una legislación en materia de aguas que establezca límites a estos valores en la descarga. Con los años, los organismos reguladores han ido estableciendo medidas cada vez más restrictivas para garantizar la salud tanto de la población como del medio. Estas consignas han acarreado una necesidad de mejora de la tecnología y las técnicas para el tratamiento de aguas, impulsando el desarrollo de nuevas estrategias para hacer el proceso lo más eficiente posible.

## 2.3 Tratamiento de efluentes mineros

Estas estrategias pueden ser **pasivas**, en las que la intervención del hombre es mínima, como los humedales y los drenajes anóxidos calizos, o **activas**, que precisan de una operación continuada. Dentro de estas últimas, (Fu & Wang, 2011) recoge los principales métodos de eliminación de iones pesados en el agua, destinados a mitigar tres de los cuatro tipos de contaminación citados en la sección anterior, a saber: el derivado de la contaminación química, el drenaje ácido de mina, y la contaminación por metales pesados y lixiviación.

La Figura 2-6 resume las técnicas revisadas.

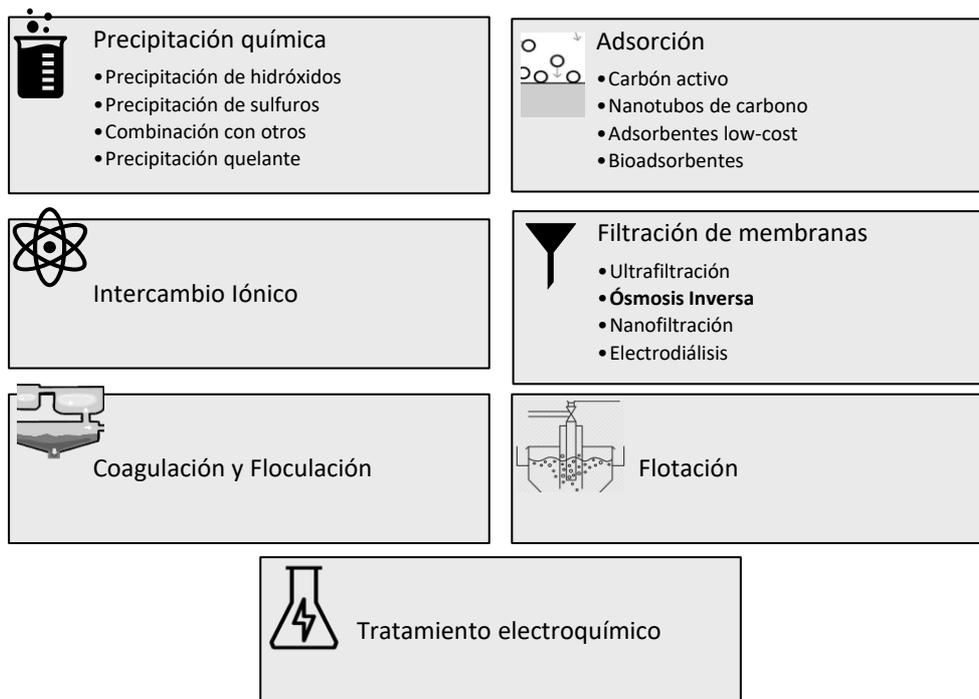


Figura 2-6: Principales métodos activos para el tratamiento de efluentes mineros. Elaboración propia a partir de (Fu & Wang, 2011)

### 2.3.1 Precipitación Química

En los procesos de precipitación, agentes químicos reaccionan con los iones metálicos para formar precipitados insolubles, que podrán ser extraídos del agua de forma simple mediante sedimentación o filtración. Posteriormente, el agua será decantada para su descarga o siguiente tratamiento. Es uno de los procesos más usados en la industria por su simplicidad y bajo coste.

#### Precipitación de Hidróxidos

La más común. Aún con esto, presenta varios problemas: a) produce un gran volumen de lodos de baja densidad que dificultan su desagüe; b) algunos hidróxidos metálicos son anfotéricos, esto es, pueden actuar como ácido o como base, lo cual puede provocar una reconversión que devuelva los precipitados al estado anterior; y c) la posible existencia de agentes complejantes en el efluente pone en riesgo la reacción, ya que inhibirían la actuación de los hidróxidos.

#### Precipitación de sulfuros

La principal diferencia del uso de sulfuros respecto a hidróxidos radica en la no existencia del carácter anfotérico, lo que nos permite operar en un mayor rango de pH. Asimismo, los lodos producidos presentan una mayor densidad que permite un desagüe menos problemático. Sin embargo, también entraña riesgos: iones metálicos y sulfuros precipitantes, ambos en condiciones ácidas, pueden derivar en la aparición de vapores de H<sub>2</sub>S (ácido sulfhídrico). Por ello, se debe realizar la operación en un medio neutro o básico.

Existe también la posibilidad de combinar la precipitación química con otros métodos, como la nanofiltración en un segundo paso, o con intercambio iónico. Combinación de métodos: Con nanofiltración como segundo paso (González-Muñoz, Rodríguez, Luquea, & Álvarez, 2006) y con intercambio iónico (Papadopoulos, y otros, 2004). La muestra algunos de los precipitantes más utilizados para distintos tipos de iones metálicos y su eficiencia.

Especie	Precipitante	pH óptimo	Eficiencia (%)
Zn <sup>2+</sup>	CaO	9-10	99-99,3
Cu <sup>2+</sup> ; Zn <sup>2+</sup> ; Cr <sup>3+</sup> ; Pb <sup>2+</sup>	CaO	7-11	99,37-99,36
Cu <sup>2+</sup> ; Zn <sup>2+</sup> ; Pb <sup>2+</sup>	H <sub>2</sub> S	3	100; >94; >92
Cr <sup>3+</sup>	CaO y MgO	8	>99

Tabla 2-2: Eliminación de iones metálicos mediante precipitación química. (Fu & Wang, 2011)

### 2.3.2 Adsorción

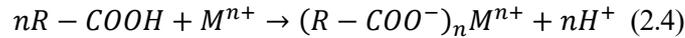
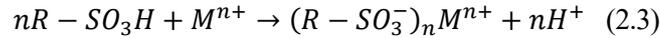
En la adsorción, por otro lado, se persigue la adhesión de las partículas metálicas a la superficie del elemento adsorbente. Es un método económico y ofrece flexibilidad en el diseño y operación. Dado que la adsorción es, en algunos casos, reversible, es posible recuperar el adsorbente.

Pueden utilizarse como adsorbentes: **carbón activo** (AC) y **nanotubos de carbono** adsorbentes (CNTs). En los últimos años se ha investigado la posibilidad de usar **residuos agrarios** como la kaolinita y algas como **bioadsorbentes**.

### 2.3.3 Intercambio Iónico

En el caso del intercambio iónico, el proceso consiste en añadir resinas, ya sean naturales o sintéticas, que tienen la capacidad de intercambiar cationes en el medio acuoso. Este método permite tratar una gran capacidad de agua, con una alta eficiencia de eliminación y rápida cinética de reacción.

Los intercambios de cationes más comunes son las resinas ácidas fuertes con grupos de ácido sulfónico ( $-\text{SO}_3\text{H}$ , el tautómero más inestable del ácido sulfuroso) y las resinas ácidas débiles con grupos de ácido carboxílico ( $-\text{COOH}$ ). La reacción se muestra en las fórmulas (2.3) y (2.4) respectivamente.



### 2.3.4 Filtración de Membranas

Las tecnologías de filtración con distintos tipos de membrana muestran una gran eficiencia, fácil operación y ahorro de espacio. Destacan la ultrafiltración, la ósmosis inversa, la nanofiltración y la electrodiálisis.

#### Ultrafiltración

La Ultrafiltración utiliza una membrana que trabaja a presiones bajas para la eliminación de partículas sólidas disueltas y coloides. Dado que el tamaño de los poros es mayor que los iones metálicos disueltos, estos podrán pasar fácilmente a través de la membrana. Para evitarlo se han desarrollado dos técnicas.

La primera, **MEUF**, (*Micellar enhanced Ultrafiltration*) consiste en la adición de surfactantes (también llamados tensoactivos). Cuando la concentración de éstos es superior a una concentración crítica (llamada *Critical micelle concentration*, CMC) se unen a los iones metálicos formando grandes estructuras de metal-surfactante, impidiendo así que el metal atraviese los poros. Para mejorar el proceso se buscan surfactantes de carga opuesta al ion metálico. Por otro lado, con **PEUF** (*Polymeric enhanced Ultrafiltration*) se añade un polímero que se adhiere al metal formando una macromolécula de peso mayor al límite admisible por la membrana, por lo que no la atraviesa. Tras esto es posible separar la molécula y recuperar el polímero usado.

#### Ósmosis Inversa

Por su parte, la Ósmosis Inversa se explicará ampliamente en la siguiente sección. Utiliza una membrana semipermeable por la que se hace pasar un solvente en sentido no espontáneo, desde la solución de mayor concentración a la menos concentrada, requiriendo para ello una presión mayor a la presión osmótica. Esta tecnología es capaz de retener un amplio rango de partículas disueltas en el fluido. Su grado de eliminación de metal es muy alto, pero presenta altos costes energéticos derivados de las bombas y problemas de ensuciamiento en las membranas.

#### Nanofiltración

La nanofiltración es el proceso intermedio entre la Ultrafiltración y la ósmosis inversa. Se consigue un proceso comparativamente bajo en términos de gasto energético, fiabilidad y facilidad de operación, y una buena eficiencia de eliminación de metal. Existen muchos artículos en la bibliografía que combinan la Ósmosis Inversa y la Nanofiltración (NF+RO) para la recuperación y posterior aprovechamiento de los metales filtrados.

#### Electrodiálisis

Por último, la electrodiálisis se basa en disponer alternativamente dos tipos de membranas: membranas capaces de dejar pasar aniones y retener cationes y viceversa, utilizando el campo eléctrico como fuerza impulsora. Al llenar con una disolución todos los compartimentos entre membranas se logra desionizar unos compartimentos al mismo tiempo que se incrementa la concentración de iones en los compartimentos adyacentes. Se utilizan también membranas de intercambio iónico (tanto de cationes como de aniones). Este proceso ha sido muy usado para la obtención de agua potable o agua embotellada, tratamiento de aguas residuales industriales y, más recientemente, eliminación de metales.

### 2.3.5 Coagulación y floculación

Es posible la utilización de coagulación y floculación para la eliminación de metales siempre que se combine con otras técnicas como la precipitación o la filtración. La **coagulación** es la neutralización de las fuerzas que mantienen separados los coloides, es decir, reducen la carga de los iones y provoca que quieran unirse entre sí. Su principal objeto son los coloides hidrofóbicos (aquellos que no son estables en agua) y las partículas

suspendidas. La **floculación** es la aglomeración de dichas partículas desestabilizadas en micro flóculos, que irán agrupándose, formando estructuras más grandes que se depositan en el fondo de los sedimentadores.

### 2.3.6 Flotación

Dentro de las tecnologías de flotación se agrupan tres tipos de proceso. El primero, **DAF** (*Disolved Air Flotation*) permite que microburbujas de aire se adhieran a las partículas metálicas suspendidas en el agua, formando aglomerados de menor densidad que ésta, que quedan acumuladas en la superficie, donde puede ser recogidas como lodo. Por otro lado, la **flotación iónica** utiliza surfactantes que, añadidos a la solución con iones metálicos, forman insolubles que se adhieren en el límite de la fase líquido-gas. Por último, la **flotación por precipitados** forma un precipitado que es retirado mediante la adhesión a las burbujas de aire. Estos tres métodos han resultado ser efectivos para la retirada de determinados iones metálicos.

### 2.3.7 Tratamiento electroquímico

Esta clasificación abarca una amplia gama de tratamientos que utilizan el chapado de iones metálicos en una superficie catódica, permitiendo recuperar el metal en su estado elemental. Implican una alta inversión inicial y un intenso consumo eléctrico. Sin embargo, con leyes medioambientales cada vez más restrictivas con la descarga de aguas residuales, se han convertido en una alternativa a considerar. Entre los muchos tratamientos encontramos la **Electrocoagulación** (EC) o la **Electroflotación** (EF).

Con todo, tradicionalmente la eliminación de iones metálicos se ha llevado a cabo por **precipitación** debido a su simplicidad y bajo coste. Sin embargo, solo es efectiva para concentraciones muy altas, además de generar una gran cantidad de lodos, en ocasiones tan contaminantes como el propio efluente tratado. Algo similar ocurre con la **coagulación y floculación**, que implican también el empleo de diversos agentes químicos cuyos residuos deben ser gestionados.

Como alternativas, el **intercambio iónico** genera problemas de contaminación secundarias derivadas de un agotamiento de las resinas, y requiere un coste inicial y de mantenimiento muy elevado, especialmente para tratar bajas concentraciones a gran escala. Por su parte, la **adsorción** resulta muy efectiva para tratar bajas concentraciones, pero los adsorbentes de bajo coste aún no son comercialmente viables, y las soluciones existentes son o poco eficientes o muy costosas. El tratamiento **electroquímico** y la **flotación** permiten una alta selectividad del metal y eficiencia de eliminación, sin embargo; la complejidad técnica y alto coste energético del primero; y los costes de mantenimiento y operación, así como el lodo generado del segundo; hacen que lo descartemos para el presente estudio.

Las tecnologías de **filtración de membrana** se postulan, por tanto, como las más atractivas para tratar efluentes mineros en las condiciones expuestas, pero ¿Qué hace especial a la ósmosis inversa frente al resto?

## 2.4 ¿Por qué Ósmosis Inversa?

Recapitulando lo visto hasta ahora, el sistema ideal tiene que permitir tratar tanto grandes volúmenes de agua para las minas de cobre, como aquellos más modestos de la pequeña minería del oro. Asimismo, el sistema debe garantizar que el agua pueda ser recirculada de una forma rápida y eficiente al proceso (caso de Chile), a la vez que asegurar un alto grado de pureza para poder ser reinyectada a cuerpos de agua en zonas de muy alto valor biológico (caso Ecuador). El sistema debe, también, ser tecnológicamente sencillo, esto es, no requerir de una operación y mantenimiento complejas, además de generar el menor volumen de residuos posible sin la necesidad de añadir excesivos agentes químicos que pueda derivar en una mala gestión de éstos.

El carácter **modular** de la Ósmosis Inversa permite que sea aplicable a pequeña y gran escala, y hace que pueda ser fácilmente ampliable si la demanda de la mina o del centro de procesamiento lo requiere. Su modularidad y **compacidad** agilizan la instalación, y permiten que sea capaz de operar incluso en las orografías más escarpadas de la selva amazónica. De igual manera, los equipos auxiliares y elementos que componen la instalación están **ampliamente estandarizados**, lo que convierte la operación y mantenimiento en una labor sencilla, y abarata su coste y **suministro**. Esto último permite, a su vez, que en grandes yacimientos mineros el proceso pueda ser **fácilmente automatizado**.

Para el caso de Chile, donde la desalación de agua de mar por ósmosis inversa está en crecimiento, los costes se están reduciendo al ritmo que las plantas se extienden por todo el país, motivando la búsqueda de otras aplicaciones, como la del tratamiento de efluentes mineros.

Por último, las membranas de ósmosis inversa poseen la capacidad de retener las partículas de menor tamaño ( $<0,001 \mu\text{m}$ ) de entre las tecnologías de membrana, ver Figura 2-7, sin sacrificar efectividad en la retención.

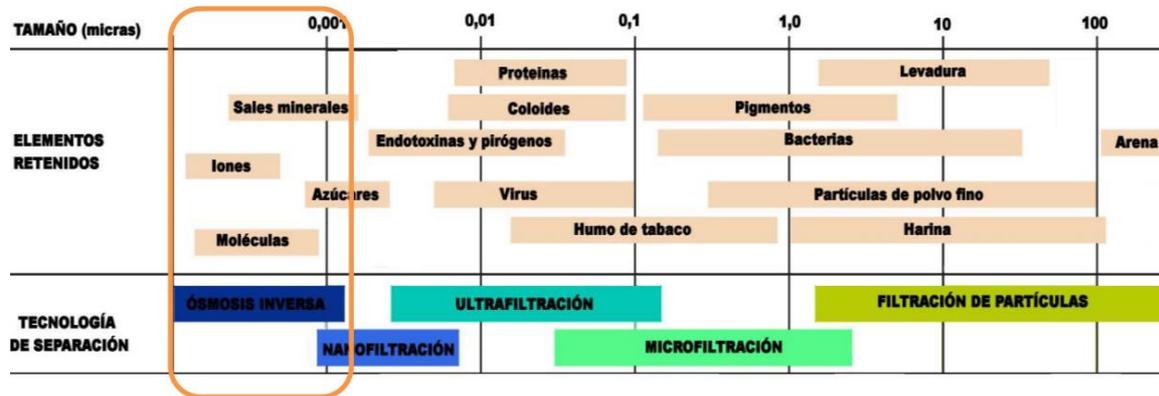


Figura 2-7: Tamaños de retención de las distintas tecnologías de membrana. (Reina, 2018)

Por todo ello, la ósmosis inversa es la opción elegida. Sus numerosas ventajas no la eximen, en cambio, de factores negativos que deben ser tomados en consideración, como la necesidad de un pretatamiento, el delicado ensuciamiento de las membranas o la alta inversión inicial.

Sobre estas cuestiones y muchas otras, como los mecanismos que explican el funcionamiento de esta tecnología, se debatirá ampliamente en el siguiente capítulo.

# 3 LA ÓSMOSIS INVERSA

El término *ósmosis* proviene del griego “*osmos*” (impulso) y el sufijo “-*sis*” (acción), y hace referencia al flujo neto de moléculas de un solvente a través de una membrana semipermeable, desde una zona de menor concentración a otra de mayor concentración de solutos. El término *inversa* describe el proceso opuesto.

La ósmosis inversa fue propuesta por primera vez por Charles E. Reid en 1953, como un método para obtener agua potable a partir de agua de mar, y desde entonces las plantas desaladoras se han extendido por todo el mundo, siendo la principal fuente de agua potable en países del Golfo Pérsico como E.A.U., Kuwait o Catar. Su uso para el tratamiento de efluentes mineros, aunque en crecimiento, no se encuentra tan extendido.

A lo largo de este capítulo se profundizará en los fundamentos termodinámicos que rigen esta técnica, así como en sus principales configuraciones y parámetros característicos, para terminar revisando las diversas aplicaciones mineras en las que ya se emplea esta tecnología.

## 3.1 Fundamentos de la ósmosis inversa

### 3.1.1 Introducción termodinámica

Antes de describir el funcionamiento, es necesario comprender en profundidad los mecanismos que intervienen en la difusión. En esta línea, se hará un breve repaso a conceptos termodinámicos clave para este proceso tales como el potencial químico, la estabilidad difusiva y la presión osmótica (Camacho, 2012).

#### Concepto de Potencial químico y Equilibrio osmótico.

Magnitud Molar Parcial:

Sea  $Y$  una magnitud extensiva genérica cuyas variables de estado son Temperatura ( $T$ ), presión ( $p$ ) y la cantidad de materia de los componentes del sistema ( $n_C$ ), definida como función homogénea de grado 1 de las cantidades de materia. Definiremos Magnitud molar parcial,  $Y_B(T, p, n_C)$ , como una función homogénea de grado 0<sup>12</sup> de las cantidades de materia que cumple:

$$Y_B(T, p, n_C) \doteq \left( \frac{\partial Y(T, p, n_C)}{\partial n_B} \right)_{T, p, n_A \neq n_B} = \lim_{\Delta n_B \rightarrow 0} \frac{Y(T, p, n_A, n_B + \Delta n_B) - Y(T, p, n_A, n_B)}{\Delta n_B} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde  $n_A$  representa los componentes del sistema que no son el soluto  $n_B$  ( $n_A \neq n_B$ ).

Ecuación de Gibbs-Duhem:

Si se particulariza la expresión anterior para los valores molares de la magnitud y a las fracciones molares de los componentes:

$$Y_m(T, p, n_C) \doteq \frac{Y(T, p, n_C)}{\sum_c n_B} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Y sabiendo que  $x_C \equiv n_C$  si  $\sum_c n_B = 1$ , aplicando la regla de aditividad<sup>13</sup>:

$$Y_m(T, p, x_C) = \sum_c Y_B(T, p, x_C) \cdot x_C \quad (\text{Ec. 3.3})$$

<sup>12</sup> Se dice que una función es homogénea de grado  $\beta$  si al multiplicar cada una de sus variables independientes por una constante  $\lambda$ , el valor de la función se altera en  $\lambda^\beta$ . La magnitud molar es función homogénea de grado 0 de las cantidades de materia al ser el cociente de dos magnitudes extensivas; debido a esto, la magnitud molar tiene el mismo valor tanto en función de las cantidades de materia como de sus fracciones molares.

<sup>13</sup>  $Y(T, p, n_C) = \sum_c Y_B(T, p, n_C) \cdot n_B$ , siendo  $c$  el número total de componentes del sistema.

Haciendo una derivación total de la expresión

$$\partial Y_m(T, p, x_c) = \left( \frac{\partial Y_m(T, p, x_c)}{\partial T} \right)_{p, x_c} \cdot dT + \left( \frac{\partial Y_m(T, p, x_c)}{\partial p} \right)_{T, x_c} \cdot dp + \sum_c \left( \frac{\partial Y_m(T, p, x_c)}{\partial x_B} \right)_{T, p} \cdot dx_B \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$\partial Y_m(T, p, x_c) = \sum_c Y_B(T, p, x_c) \cdot dx_B + \sum_c dY_B(T, p, x_c) \cdot x_B \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Aplicando ambas ecuaciones se obtiene la **Ecuación de Gibbs-Duhem**<sup>14</sup>:

$$\left( \frac{\partial Y_m(T, p, Y_c)}{\partial T} \right)_{p, Y_c} \cdot dT + \left( \frac{\partial Y_m(T, p, Y_c)}{\partial p} \right)_{T, Y_c} \cdot dp - \sum_c Y_B(T, p, Y_c) \cdot dY_B = 0 \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Para T y p constantes queda la expresión de interés en este caso, ecuación de Gibbs-Duhem, necesaria más adelante para continuar con el desarrollo.

$$\sum_c dY_B(T, p, x_c) \cdot x_B = 0 \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Potencial químico:

Por otro lado, la función de Gibbs; cuyas variables naturales para un sistema compuesto son: temperatura, presión y cantidades de materia; se define como:

$$dG(T, p, n_c) = -S(T, p, n_c) \cdot dT + V(T, p, n_c) \cdot dp + \sum_c \left( \frac{\partial G(T, p, n_c)}{\partial n_B} \right)_{T, p, n_{A \neq n_B}} \cdot dn_B$$

Siendo  $S(T, p, n_c)$  y  $V(T, p, n_c)$ , las funciones de entropía y volumen, respectivamente.

Si se toma la función de Gibbs como función extensiva (Y) y se aplica el concepto de magnitud molar parcial, esto es, la derivada parcial respecto a las cantidades de materia, la función de Gibbs molar parcial quedaría:

$$\mu_B(T, p, n_c) \doteq \left( \frac{\partial G(T, p, n_c)}{\partial n_B} \right)_{T, p, n_{A \neq n_B}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Que toma el nombre de potencial químico. Se puede demostrar que:

$$\mu_B(T, p, n_c) \doteq \left( \frac{\partial G(T, p, n_c)}{\partial n_B} \right)_{T, p, n_{A \neq n_B}} = \left( \frac{\partial H(S, p, n_c)}{\partial n_B} \right)_{S, p, n_{A \neq n_B}} = \left( \frac{\partial U(S, V, n_c)}{\partial n_B} \right)_{S, V, n_{A \neq n_B}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Este último término nos ayuda a comprender mejor el concepto de **potencial químico**, ya que puede entenderse como la **variación de energía termodinámica del sistema,  $\partial U$ , a entropía, volumen y resto de sustancias,  $n_A$ , constantes, si se introdujera una cantidad infinitesimal de soluto B.**

Equilibrio Osmótico:

Supongamos un sistema aislado, formado por dos subsistemas  $\alpha$  y  $\beta$ , cuyo límite intermedio puede tener distintas características. El equilibrio de dicho sistema en conjunto vendrá dado por su variación de entropía, que será la suma de la variación de ésta en cada subsistema, según la expresión de equilibrio en sistemas compuestos:

$$dS = dS^\alpha + dS^\beta = dU^\alpha \left( \frac{1}{T^\alpha} - \frac{1}{T^\beta} \right) + dV^\alpha \left( \frac{p^\alpha}{T^\alpha} - \frac{p^\beta}{T^\beta} \right) - \sum_c dn_B^\alpha \left( \frac{\mu_B^\alpha}{T^\alpha} - \frac{\mu_B^\beta}{T^\beta} \right) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Particularizando para un límite semipermeable a un componente ( $S_B$ ;  $dn_B^\alpha \neq 0$ ;  $dn_A^\alpha = 0$ ), el sistema será diatérmico ( $dU^\alpha \neq 0$ ). Si además es rígido ( $dV^\alpha = 0$ ), en condiciones de equilibrio ( $dS=0$ ) dará como resultado el conocido como **equilibrio osmótico**:

$$T^\alpha = T^\beta \text{ y } p^\alpha \neq p^\beta$$

$$\mu_B^\alpha(T^\alpha, p^\alpha, n_c^\alpha) - \mu_B^\beta(T^\beta, p^\beta, n_c^\beta) = 0 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

<sup>14</sup> Nótese el cambio de variables independientes propia de la regla de aditividad  $x_c \rightarrow Y_c$ , donde  $Y_c$  representa una magnitud molar extensiva.

$$\mu_A^\alpha(T^\alpha, p^\alpha, n_c^\alpha) - \mu_A^\beta(T^\beta, p^\beta, n_c^\beta) \neq 0 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Obtendremos igualdad de temperaturas, y **diferencia nula de los potenciales químicos de la sustancia semipermeable al límite**, mientras que no existirá relación alguna entre las presiones o diferencia de potenciales del resto de componentes.

### Estabilidad difusiva

Los procesos en la naturaleza tienden siempre a los estados de mínima energía disponibles. La condición de mínimo en la función de Gibbs implica segunda derivada mayor que cero. Considerando T, p, y composición constantes:

$$\left(\frac{\delta^2 G}{\delta n_B^2}\right)_{T,p,n_{A \neq B}} > 0 \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Utilizando la Ec. 3.8 y derivando obtenemos que:

$$\left(\frac{\delta^2 G}{\delta n_B^2}\right)_{T,p,n_{A \neq B}} = \left(\frac{\partial \mu_B(T,p,n_c)}{\partial n_B}\right)_{T,p,n_{A \neq B}} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Sustituyendo en Ec. 3.13:

$$\left(\frac{\partial \mu_B(T,p,n_c)}{\partial n_B}\right)_{T,p,n_{A \neq B}} > 0 \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Esto implica que en un sistema compuesto como el del estudio, estando en equilibrio, nunca aumentará espontáneamente la concentración de ningún componente a expensas de la disminución en otros. En otras palabras, **si añadimos cierta cantidad de soluto B de forma isoterma e isóbara, su potencial químico siempre aumentará.**

### Presión Osmótica

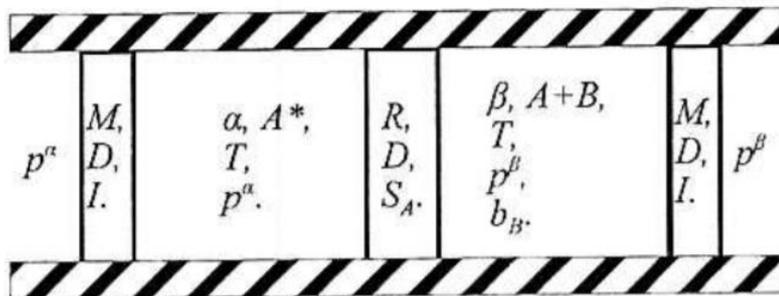


Figura 3-1: Representación de un sistema compuesto por un disolvente puro y una solución, separados por un límite rígido, diatermo y semipermeable. (Camacho, 2012)

Sea un sistema como el de la figura, compuesto por el disolvente A, a temperatura T y presión  $p^\alpha$ ; y un soluto B, de molalidad  $b_B$ , temperatura T y presión  $p^\beta$ .

Se establece un límite rígido (no permite el intercambio de volumen), diatermo (permite el intercambio de energía térmica) y semipermeable solo para el disolvente.

Definimos la **presión osmótica** como la diferencia de presiones entre ambos subsistemas:  $\pi = p^\beta - p^\alpha$ .

Tal y como vimos en la Ec. 3.11 (en este caso llamaremos A sólo al disolvente), en el equilibrio osmótico la diferencia de potencial químico del disolvente en la solución y en el componente puro A\* es nula. Tomando como estado intermedio el disolvente puro a la presión de la solución, podremos hacer uso de lo que llamaremos coeficiente osmótico.

$$[\mu_A^\beta(T, p^\beta, b_B) - \mu_A^{\alpha*}(T, p^\beta)] - [\mu_A^{\alpha*}(T, p^\alpha) - \mu_A^{\alpha*}(T, p^\beta)] = 0 \quad (\text{Ec. 3.16})$$

El coeficiente osmótico del disolvente puede expresarse como:

$$\varphi(T, p, b_B) = \frac{-1}{M_A b_B} \cdot \frac{\mu_A(T, p, b_B) - \mu_{A^*}(T, p)}{R T} \quad (\text{Ec. 3.17})$$

Luego:

$$-\varphi(T, p^\beta, b_B) M_A b_B R T + \int_{p^\alpha}^{p^\beta} V_A^{\alpha*}(T, p) dp = 0 \rightarrow \frac{\varphi(T, p^\beta, b_B) M_A b_B R T}{\int_{p^\alpha}^{p^\beta} V_A^{\alpha*}(T, p) dp} = 1$$

Haciendo uso de la definición de presión osmótica y utilizando el teorema del valor medio para aproximar la integral, la presión osmótica en función del coeficiente osmótico queda:

$$\boxed{\pi(T, p^\beta, b_B) = \frac{\varphi(T, p^\beta, b_B) M_A b_B R T}{\langle V_A^{\alpha*}(T, p) \rangle}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

### 3.1.2 Concepto de Ósmosis Inversa

Recopilando lo visto anteriormente, definimos la Ósmosis como un fenómeno natural, esto es, espontáneo, por el cual el disolvente (A) pasa a través de una membrana semipermeable, desde una solución menos concentrada (Idealmente pura, A\*) a una más concentrada (A+B) hasta que se alcanza el equilibrio según la figura 3-2 cuando la membrana es fija. Si la concentración de la solución (2) fuese cero (agua pura), la diferencia de alturas entre los dos recipientes,  $h_{eq}$ , se denomina presión osmótica de la solución (1). En caso de no tener agua pura, la diferencia de altura sería la diferencia de presiones osmóticas de ambas soluciones.

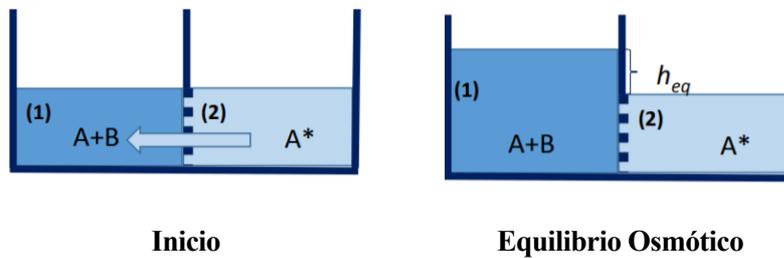


Figura 3-2: Evolución hacia el equilibrio osmótico.

La ósmosis inversa será, como su nombre indica, el proceso opuesto. Se produce si se aplica una presión al lado de mayor concentración de modo que sea mayor de cero la fuerza motriz del proceso, conocida como NDP (Net Driving Pressure). Como resultado se produce el flujo de disolvente en sentido no espontáneo, es decir, desde la solución más concentrada (1) a la menos a través de una membrana semipermeable.

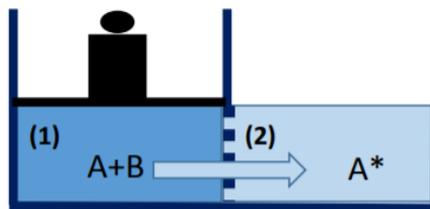


Figura 3-3: Flujo inverso provocado por una presión superior a la osmótica.

### 3.1.3 Parámetros característicos

La NDP es uno de los parámetros fundamentales de cualquier sistema de ósmosis inversa, ya que gobierna el paso del disolvente a través de la membrana.

$$NDP = (\Delta P - \Delta \pi) = (p_1 - p_2) - (\pi_1 - \pi_2) \quad (\text{Ec. 3.19})$$

De la ecuación anterior se distinguen dos términos: el gradiente de presiones entre ambos lados de la membrana ( $\Delta P$ ) y el de presiones osmóticas ( $\Delta \pi$ ). El primer término es el encargado de contrarrestar el efecto espontáneo

de la ósmosis, y requiere de una fuerza impulsora externa mayor al gradiente de presiones osmóticas para que NDP sea positiva y, por tanto, se produzca el flujo inverso. La presión osmótica, Ec. 3.18, está relacionada, entre otras variables, con la concentración de soluto. Por ello, el gradiente de presiones será tanto mayor como mayor sea la diferencia de concentración de soluto entre ambos subsistemas: (1), el más concentrado, y (2), concentrado en menor proporción. Se deduce que al trabajar en altas concentraciones de soluto, generalmente sales, la presión aplicada  $p_1$  deberá ser superior, lo que incrementará el coste energético del sistema.

Por su parte, la membrana queda caracterizada por su superficie A y **permeabilidad**, referida tanto al soluto ( $L_s$ ) como al disolvente ( $L_w$ ). La permeabilidad cuantifica la capacidad de una sustancia de traspasar dicha membrana, y se mide en  $L/(m^2 \cdot h \cdot \text{bar})$ , en el caso de  $L_w$ , mientras que suele expresarse en  $L/(m^2 \cdot h)$  para el caso de  $L_s$ , si la concentración salina se expresa en  $\text{mg/L}$ .

Con todo, el flujo de disolvente queda idealmente parametrizado por la **ecuación de transporte de disolvente**:

$$q_{v,w} = L_w \cdot A \cdot NDP$$

Donde NDP, es la presión neta ya comentada, A es el área de la membrana,  $L_w$  es la permeabilidad de la misma para el disolvente y  $q_{v,w}$  el caudal volumétrico del disolvente.

Por otro lado, la **ecuación de transporte de soluto** queda:

$$q_s = L_s \cdot A \cdot (S_1 - S_2)$$

En este caso, el gradiente de concentraciones, definido como la diferencia de concentraciones de soluto o salinidades ( $S_1 - S_2$ ), es el que gobierna el flujo de soluto a través de la membrana, junto con el área y la permeabilidad del soluto,  $L_s$ . La salinidad se define como la fracción másica de sales, pero en el campo industrial suelen utilizarse unidades de concentración de sales expresadas en  $\text{mg/L} - \text{mg}$  de sales dividido por litro de disolución -. El paso de soluto se caracteriza en esta ecuación mediante su caudal másico,  $q_s$ .

Como se ha mencionado, las expresiones anteriores representan el caso ideal, por lo que si se pretende asemejar al comportamiento real de la membrana, existen una serie de factores a considerar:

- **Efecto de la polarización:** Debido al rechazo de sales, en la superficie de la membrana se genera una concentración salina mayor, ver Figura 3-4, lo que eleva localmente la presión osmótica, reduciendo, por tanto, la presión efectiva de operación. Además, produce un incremento del gradiente de concentraciones a través de la membrana, que aparece en la ecuación de transporte de sales.
- **Ensuciamiento de la membrana:** también conocido como *fouling*. La permeabilidad al disolvente de la membrana se va reduciendo progresivamente con el uso debido al ensuciamiento producido por la materia orgánica o inorgánica presente en el agua que no ha sido eliminada en el pretratamiento. A pesar del mantenimiento y reemplazo periódico, el factor de ensuciamiento (*fouling factor*) suele estar en torno a 0,85. Por tanto, la permeabilidad de la membrana a efectos prácticos quede multiplicada por ese valor.
- **Efecto de la temperatura de alimentación:** La temperatura juega un papel importante en los parámetros del sistema, por lo que hay que aplicar un factor corrector respecto al valor ofrecido por el fabricante en unas determinadas “condiciones de test”.
- **Efecto de la presión de operación:** Al igual que con la temperatura, hay que ajustar los valores de ensayo del fabricante a de operación de nuestro sistema.

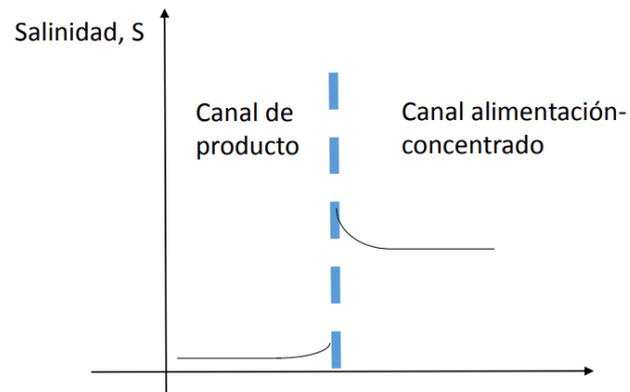


Figura 3-4: Efecto de la polarización de concentración en las cercanías de la membrana (línea azul discontinua)

## 3.2 Tecnología de ósmosis inversa

Las innovaciones tecnológicas de la ósmosis inversa han ido enfocadas a desarrollar distintas configuraciones y membranas para aplicaciones cada vez más específicas, así como a mitigar los problemas de ensuciamiento y postratamiento del concentrado.

### 3.2.1 Principales configuraciones

A escala industrial, una instalación de ósmosis inversa consta de un sistema de **toma e impulsión**, una unidad de **pretratamiento**, y el proceso de **ósmosis inversa**. Esta, a su vez, en su forma más básica, se compone de una bomba de alta presión que presuriza el flujo proveniente de la unidad de pretratamiento, y del módulo con las membranas.

Recordando lo visto en la sección anterior, la fuerza impulsora del permeado, NDP, corresponde a la presión neta aplicada menos la diferencia de presiones osmóticas, mientras que la fuerza impulsora del flujo salino es el gradiente de salinidad a lo largo de la membrana. La alimentación atraviesa una serie de módulos de membrana en serie. A lo largo de ésta la **presión irá disminuyendo** debido a la pérdida de presión asociada a la propia circulación del flujo. Por el contrario, la **diferencia de presión osmótica** a ambos lados de la membrana se va **incrementando** porque la alimentación se concentra cada vez más a medida que circula por la serie de membranas, mientras parte del disolvente va atravesando la membrana (permeado). Como consecuencia de estos dos efectos, la calidad del permeado disminuye fuertemente desde la entrada a la membrana hasta su fin.

Este hecho marcará las distintas configuraciones posibles, partiendo de la más básica, Figura 3-5, o incorporando una segunda serie de membranas (segundo paso) para el tratamiento del permeado o (segunda etapa) para el tratamiento del concentrado. En desalación de agua de mar el número de elementos de membrana en cada serie y el número de etapas es variable, aunque siempre se instalan 7-8 elementos de membrana en la primera serie (primer paso) y normalmente sí se instala un segundo paso, pero no una segunda etapa. Los diseños de ósmosis inversa para desalación de agua salobre y tratamiento de efluente son distintos, siempre incluyen dos etapas y normalmente no es necesario un segundo paso.

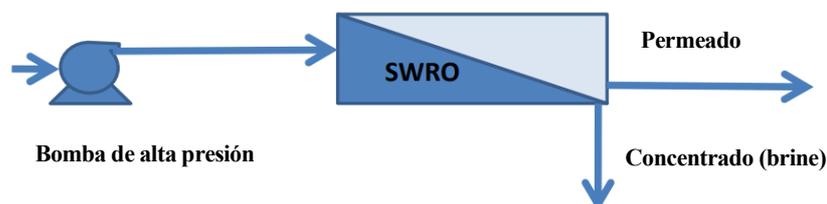


Figura 3-5: Diagrama conceptual de un sistema de desalación. Adaptado de (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017)

Los elementos de membrana se interconectan en serie dentro de un cilindro conocido como tubo de presión. El **número de elementos de membrana por tubo** recomendado varía entre 7 y 8.

A pesar de la pérdida de presión, debida a la circulación por la serie de membranas, el concentrado (brine) se mantiene a presiones altas puesto que no atraviesa la membrana. Para aprovechar dicha presión, que de otra forma se perdería, se utilizan los dispositivos recuperadores de energía (Energy Recovery Devices, ERD), entre los que destacan los dispositivos denominados turbochargers y los intercambiadores de presión. Estos últimos, más eficientes, operan en paralelo a la bomba de alta presión, procesando únicamente una fracción de la corriente que proviene del pretratamiento. Después de pasar por el intercambiador de presión, el flujo circula a través de una pequeña bomba de circulación que lo impulsa hasta la presión final, donde es mezclado con el resto del flujo proveniente de la bomba de alta presión. El ahorro deriva de la reducción del caudal que circula a través de la bomba de alta presión.

La Figura 3-6 representa tanto el diagrama conceptual como el esquema real de una instalación con este tipo de dispositivo recuperador de energía.

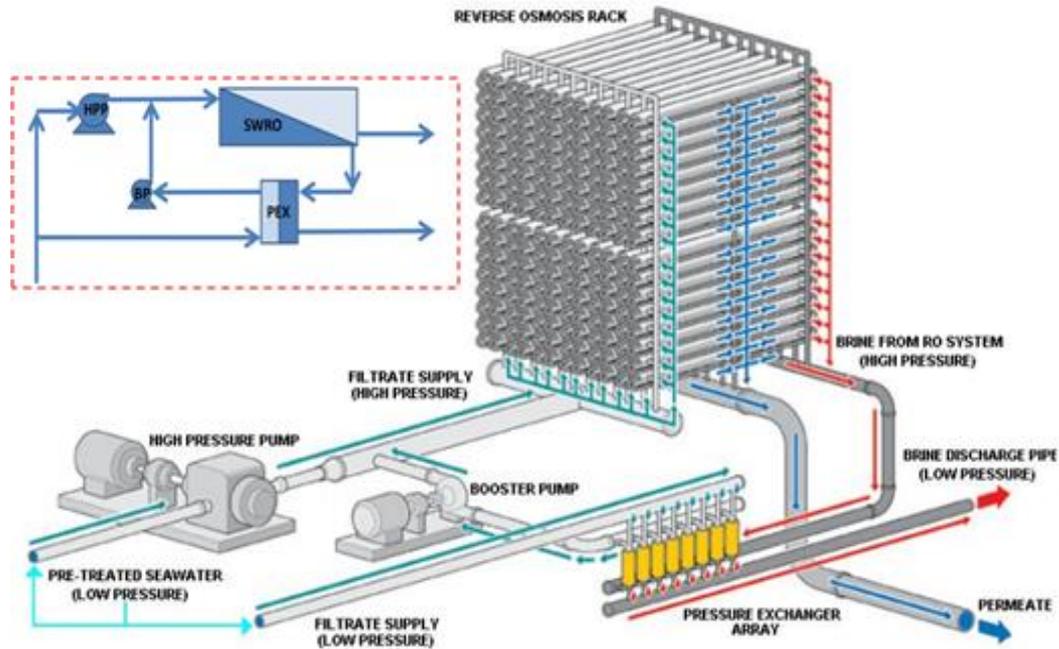


Figura 3-6: Diagrama conceptual y esquema de una instalación de ósmosis inversa con intercambiadores de presión. Adaptado de (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017).

Leyenda: **HPP**, *High Pressure Pump*: Bomba de alta presión; **BP**, *Booster Pump*: Bomba de impulsión; **PEX**, *Pressure Exchanger*: Intercambiador de presión; **SWRO**: *Sea Water Reverse Osmosis*: Desalación de agua de mar por ósmosis inversa.

### 3.2.2 Funcionamiento de la membrana

Por otra parte, cada elemento de membrana se encuentra enrollado en espiral alrededor del colector central por el que circula el permeado, dejando espacio entre las capas. En los espacios constituidos circulan de forma alterna el permeado y la corriente de alimentación-concentrado. El primero de forma perpendicular al eje del colector, mientras que el segundo de forma axial a éste, tal y como se representa en la Figura 3-7.

La selección del tipo de membrana se realiza, generalmente, atendiendo a criterios de capacidad del sistema, la concentración de TDS del agua de alimentación, el potencial de ensuciamiento/*fouling* de dicha agua y, por último, los requerimientos de calidad que se exijan al permeado.

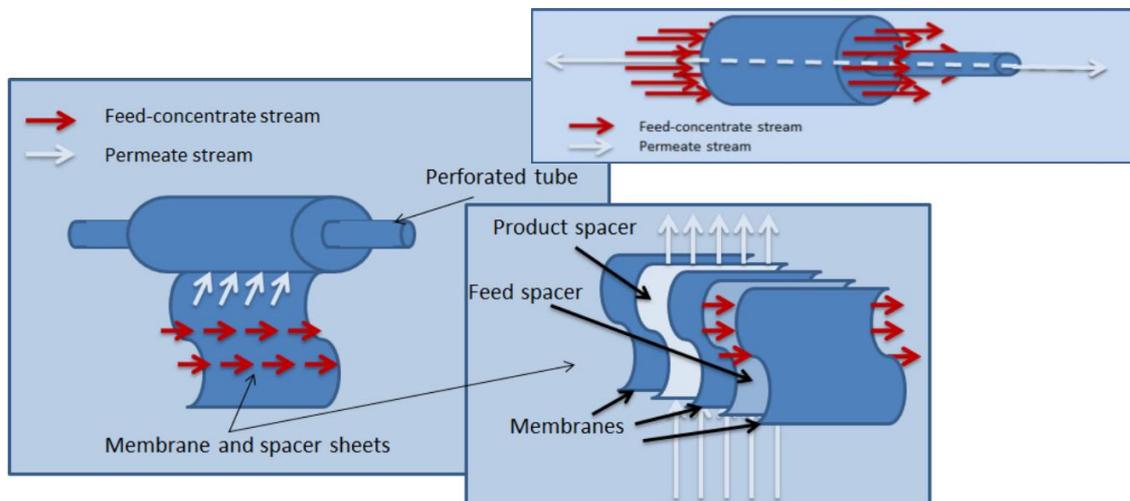


Figura 3-7: Diagrama conceptual de un elemento de membrana. (Peñate Suárez & García-Rodríguez, 2017)

### 3.2.3 El *Fouling* y la necesidad de pretratamiento

La ósmosis inversa es una tecnología robusta y fiable siempre que se alimente con el agua adecuada, lo que implica la necesidad de un pretratamiento que permita operar a altos ratios de recuperación, ya que, de lo contrario, aparecería el temido ensuciamiento de membranas o *fouling*.

A grandes rasgos, existen cinco clases de *fouling* en función de su fuente generadora (Henthorne & Boysen, 2015): el ensuciamiento por partículas, el ensuciamiento por coloides, las incrustaciones inorgánicas, el *biofouling* y el causado por grandes moléculas orgánicas.

- **Ensuciamiento por partículas:** causado por pequeñas partículas disueltas en el agua que se acumulan y obstruyen las membranas. Son particularmente dañinas para las válvulas de presión, pero fácilmente eliminables en el pretratamiento por Floculación/Coagulación/Filtración.
- **Ensuciamiento por coloides:** puede ser de carácter microbiano, orgánico o inorgánico. Si son pequeños (menos de 1  $\mu\text{m}$ ) son difíciles de eliminar y requieren un agente desestabilizante. Si el pretratamiento es por filtración, pueden producir taponamiento de los poros y requerir una limpieza frecuente.
- **Incrustaciones inorgánicas:** cristalización y deposición de sales solubles que se da cuando se ha excedido la solubilidad máxima de las sales y la cinética es favorable a la formación de cristales. Se evita añadiendo químicos al pretratamiento y/o diseñando las membranas de RO para evitar la sobresaturación.
- ***Biofouling*:** se produce cuando nuestro sistema se “siembra” de microorganismos que se reproducen y expanden a través de la membrana, y a su vez secretan más sustancias, conocidas como EPS (*Extra cellular polymeric substances*). A la larga la acumulación de éstas supone una disminución de las turbulencias en la superficie de la membrana, lo que a su vez acarrea un aumento en la concentración de la polarización, propiciando la aparición de nuevas incrustaciones en determinadas regiones.
- **Ensuciamiento por grandes moléculas orgánicas:** generado por la presencia de grandes moléculas orgánicas, referidas en la literatura como NOM (*Natural Organic Matter*). Son difíciles de aglomerar por coagulación y floculación, y más aún filtrarlas. Su presencia es especialmente problemática en agua de mar. La membrana de RO las rechaza debido a su alto peso molecular, adhiriéndose éstas a su superficie, lo que reduce el flujo y la transferencia de masa a través de la membrana.

Por todo ello, un mal pretratamiento y la aparición de alguno de los ensuciamientos anteriores puede acarrear serios problemas a nuestra instalación.

El primero de ellos es el **aumento de la presión de operación**, lo que deriva en una subida significativa del consumo energético. Estose debe a la caída de presión producida por uno o varios de los agentes anteriores, la reducción de la permeabilidad y el aumento de la presión osmótica por la concentración de la polarización. Asimismo, un exceso de la presión de operación, sumado a la concentración de la polarización, daña y degrada la membrana.

Por otro lado, una mala gestión del *fouling* genera, a la larga, un **aumento de la frecuencia de limpiado** de las membranas, con el consecuente aumento del gasto en químicos y una menor disponibilidad operativa de la planta. A esto se añaden el coste asociado al mayor recambio de las membranas y la menor vida útil de éstas.

Para evitar la aparición de estos problemas se hace necesario, como ya se ha comentado, un pretratamiento anterior a la etapa de ósmosis inversa. La elección del sistema estará condicionada por el agua a tratar, que suele clasificarse en 4 grupos en función de la cantidad de sales disueltas: agua de red (<1.000 ppm), agua salobre (1.000-5.000), agua salobre de alta concentración (5.000-12.000) y agua de mar o salada (<12.000).

En (Jiang, Li, & Ladewig, 2017) analizan los pretratamientos de RO más citados en los últimos años, Figura 3-8, entre los que destacan tecnologías de membrana, como la Ultrafiltración (29%) y Microfiltración (17%), y otras más convencionales, como la Coagulación y Floculación (19%).

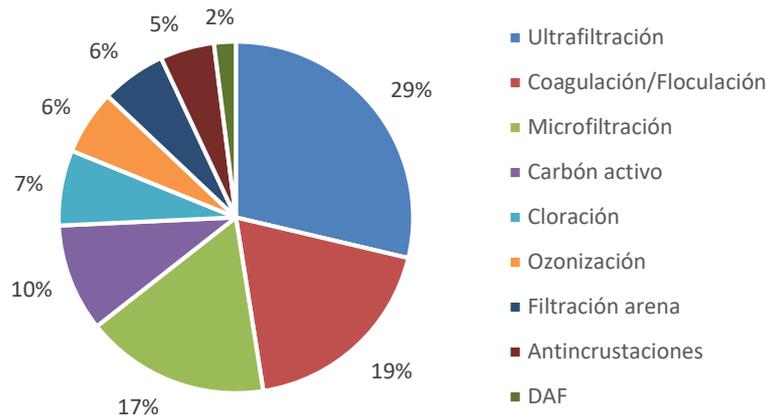


Figura 3-8: Tecnologías para el pretatamiento de la RO más utilizadas en los últimos 10 años. Adaptado de (Jiang, Li, & Ladewig, 2017)

### 3.2.4 Objetivo: Descarga Cero. Postratamiento

No obstante, el flujo no ha de ser tratado únicamente a la entrada de la unidad de ósmosis inversa. Lo cierto es que el proceso genera un concentrado hipersalino o salmuera, conocido como *brine* en la literatura anglosajona, que supone un desafío medioambiental y ha de ser gestionado correctamente. En esta línea nace el concepto de Descarga Cero o *Zero Liquid Discharge, ZLD*.

Los sistemas de **Descarga Cero** buscan reducir al mínimo el volumen de líquido descargado, que idealmente es cero, buscando que toda el agua del proceso sea reutilizada, al igual que los desechos generados.

El tratamiento de efluentes en minería ha consistido, típicamente, en conducir el concentrado a través de un evaporador de varios efectos, y posteriormente, almacenar el sobrante en una balsa de relaves, donde el resto del agua es evaporada. Sin embargo, parte del agua es perdida en el proceso, y el residuo no es fácilmente aprovechable, por lo que no cumple los requisitos para ser considerado ZLD.

Como alternativa, en (Pérez-González, Urriaga, Ibáñez, & Ortiz, 2012), proponen el uso de Cristalización Eutéctica (*Eutectic Freeze Crystallization, EFC*). Esta técnica pretende alcanzar el punto eutéctico de la solución acuosa para separarla en agua pura y sales. La idea subyacente se basa en que el calor de fusión del hielo es de 6,01 kJ/mol, mientras que el de evaporación del agua supondría 40,65 kJ/mol, lo que hace esta técnica económica y energéticamente más eficiente. Asimismo, obtenemos hielo y sales puros que pueden ser utilizadas en otros procesos, además de permitirnos aumentar la producción en nuestra planta.

En este mismo artículo analizan un sistema compuesto por dos EFC en tándem, Figura 3-9, utilizado para tratar efluentes mineros con alta concentración en sulfatos, sodio y cloro. Con un ajuste adecuado de la temperatura en función de la concentración, el sistema permite un ahorro del 80-85% (Nathoo, Jivanji, & Lewis, 2009), sin contar los ingresos derivados de la venta de sales puras o el coste de deposición de las mixtas no comercializables.

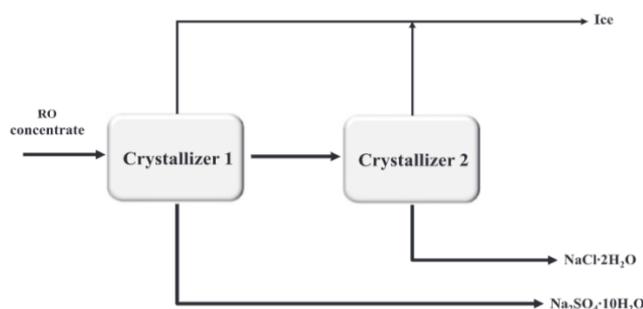


Figura 3-9: Diagrama de flujo simplificado del proceso EFC. (Nathoo, Jivanji, & Lewis, 2009)

### 3.3 Ósmosis inversa en minería

Como ya avanzamos, el uso de la ósmosis inversa para el tratamiento de efluentes mineros es relativamente novedoso, motivado por un endurecimiento de la legislación en materia ambiental.

En líneas generales, el agua de minería tiene menos fluctuaciones debidas a efectos ambientales que, por ejemplo, la desalación cerca de un estuario, donde las condiciones de lluvia aguas arriba puede arrastrar un mayor número de limos. Otra característica diferenciadora frente a su uso habitual en desalación de mar, extraída de (Randall, Nathoo, & Lewis, 2011) , es su mayor concentración de sulfatos frente a la de Cloro respecto a los valores típicos en agua de mar, además de una menor concentración de sales disueltas, más cercanas a los niveles del agua salobre.

Sin embargo, esto no la exime de la necesidad de pretratamientos. De hecho, la totalidad de los artículos revisados en la bibliografía combinan la ósmosis inversa con otras técnicas.

Tanto el carácter reciente de su implantación como las particularidades del agua obligan a una revisión bibliográfica que caracterice el estado del arte de este tipo de aplicaciones. La Tabla 3-1 recoge los artículos más relevantes encontrados.

Sistema	Aplicación	Referencia
MF + NF + RO	Minería de oro	(Ricci & D. Ferreira, 2015)
NF o RO	Minería de oro	(Andrade & Aguiar, 2017)
NF o RO	Efluentes metalúrgicos	(Feini, 2008)
DAF + UF/MF + RO	<i>Review</i>	(Bonnélye, Guey, & Castillo, 2008)
FO + RO	Minería de Carbón	(R.Thiruvkatachari, 2016)
Escoria BOF+ Cal+ Carbonato de sodio+ RO	Drenajes ácidos (DAM)	(Osman, 2017)
Magnesita + Cal + Carbonato de sodio + $\text{CO}_2$ + RO	Drenajes ácidos (DAM)	(Masindi, 2017)

Tabla 3-1: Aplicaciones relevantes de la ósmosis inversa en minería. **Leyenda:** MF -Microfiltración; NF: Nanofiltración; RO -Ósmosis Inversa; FO -Ósmosis Directa; DAF – *Disolved Air Flotation*<sup>15</sup>

En (Ricci & D. Ferreira, 2015) el autor propone un sistema combinado de **3 etapas** para tratar efluentes de la minería del oro provenientes de un proceso de presión-oxidación. Las etapas son, en orden secuencial: **microfiltración, nanofiltración y ósmosis inversa**. El sistema logra retener cerca del 98% de los sólidos disueltos, produciendo un agua de baja conductividad con calidad para ser utilizada en aplicaciones industriales, además de recuperar metales valiosos potencialmente comerciables y reducir en un 20% el consumo asociado de cal, que suele utilizarse para ajustar el pH.

De forma similar, en (Andrade & Aguiar, 2017) evalúan distintas membranas de **nanofiltración y ósmosis inversa** para el tratamiento de efluentes contaminados por la **minería del oro**, para las que determinan las mejores condiciones de operación. Del artículo se desprenden dos conclusiones de interés. En primer lugar, el autor recomienda que para el tratamiento de efluentes donde la mayoría de iones sean divalentes (valencia 2) es más eficaz utilizar nanofiltración, ya que, a pesar de tener índices de rechazo menores, permiten flujos de permeado entre 7 y 12 veces mayores. Asimismo, destaca que conseguir un pH ajustado cercano a 5 aumenta el flujo de permeado y mejora la eficacia de la retención. Esto se debe a que el punto isoeléctrico, aquel donde la carga neta es cero, suele estar en torno a pH 4,3-4,5, lo que permite tener una pequeña carga negativa que repele

<sup>15</sup> Ir a 2.3.6 Flotación, pág. 282.3.6

a los aniones y evita la formación del ensuciamiento en la superficie de la membrana.

En esta misma línea, (Feini, 2008) compara el comportamiento de diferentes membranas de NF y RO para tratar **efluentes metalúrgicos** a escala industrial. De nuevo, el porcentaje de rechazo es significativamente mayor para la ósmosis inversa, 97% frente a 78,9%, a costa de sacrificar flujo de permeado. Ambos parámetros aumentan con la presión de operación, como demuestra la Figura 3-10.

Por otro lado, es llamativo el creciente uso de sistemas que combinan la **ósmosis directa** (*Forward Osmosis*) con la inversa, como en (R.Thiruvengkatachari, 2016) donde lidia con residuos generados por la minería de Carbón. La FO demuestra ser un pretratamiento eficaz para la ósmosis inversa en unas aguas con una concentración muy alta de sulfatos y sílice, ambos muy problemáticos para el ensuciamiento de las membranas. El autor propone dos métodos de integración de estas dos tecnologías, Figura 3-11: (a) el de *Volumen Combinado* donde el rechazo de la RO es conducido íntegramente hacia la FO, con una ratio de recuperación más baja al operar a menor presión; y un segundo más eficaz (b), llamado de *Composición Constante*, que solo utiliza una fracción del rechazo y, aunque genera más residuo, el flujo de permeado es mayor y de mejor calidad.

Las combinaciones vistas hasta ahora evitan el uso de pretratamientos convencionales como la neutralización con cal para ajustar el pH o la coagulación y precipitación. Al requerir un aporte continuo de agentes químicos, estos pretratamientos acarrearán unos costes adicionales que suponen entre el 10-36% de los costes totales de operación de la planta (Bonnélye, Guey, & Castillo, 2008).

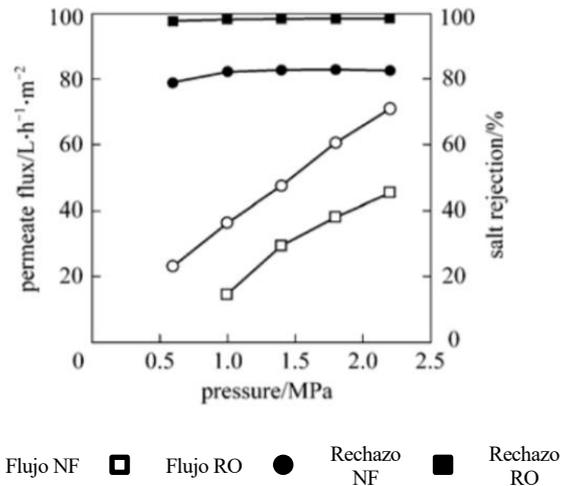


Figura 3-10: Efecto de la presión de operación en el flujo de permeado y en el rechazo de sales. (Feini, 2008)

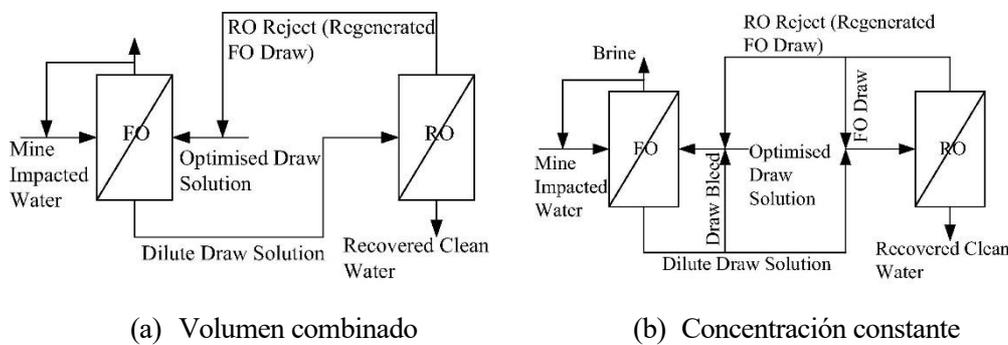


Figura 3-11: Modos de integración de la ósmosis directa (FO) con la ósmosis inversa (RO). (R.Thiruvengkatachari, 2016)

Con el objetivo de reducir estos costes surgen ideas innovadoras, como la utilización de escoria proveniente de los BOF (del inglés, *Basic Oxygen Furnance*) para tratar drenajes ácidos de mina (Osman, 2017). La escoria de los BOF (en su mayoría Ca, Si, P, S, Mn, Fe, y Mg) es producida por los hornos de la industria del acero durante su refinamiento, lo que, por una parte, reduce su coste al ser un *by-product*, pero por otra limita mucho su aplicabilidad. Existen alternativas más accesibles para el pretratamiento de drenajes ácidos, como la combinación de magnesita, cal, carbonato de sodio y CO<sub>2</sub> en sucesivas unidades de precipitación, previas a una última etapa de ósmosis inversa (Masindi, 2017).

Con todo, los sistemas mencionados hasta ahora se enmarcan en el ámbito académico, y como tal su implantación se limita, como máximo, a la ejecución de plantas piloto. Por esta razón, es interesante revisar el desarrollo comercial de la ósmosis inversa en el sector minero.

Para observar su implantación en una **mina real** no hace falta ir muy lejos. A unos kilómetros de Sevilla capital se encuentra el complejo de **Cobre las Cruces**, uno de los yacimientos de cobre más grandes de Europa.

La planta de aguas cuenta con dos sistemas bien diferenciados: el primero se encarga de procesar las aguas de contacto (AC) que serán recirculadas a la planta hidrometalúrgica para tratar el mineral, mientras que la segunda prepara el agua para ser reinyectada a un acuífero cercano en calidad de agua potable.

El sistema de tratamiento de aguas de contacto está compuesto por dos líneas independientes de operación que suman un caudal de 144 m<sup>3</sup>/h, formadas por un pretratamiento de ultrafiltración seguido de 3 etapas de ósmosis inversa, ver Figura 3-12. Para reducir al máximo el rechazo final, el sistema cuenta con una Planta de Tratamiento de Aguas de Contacto (PAAC), otra de Neutralización y un evaporador 6 efectos.

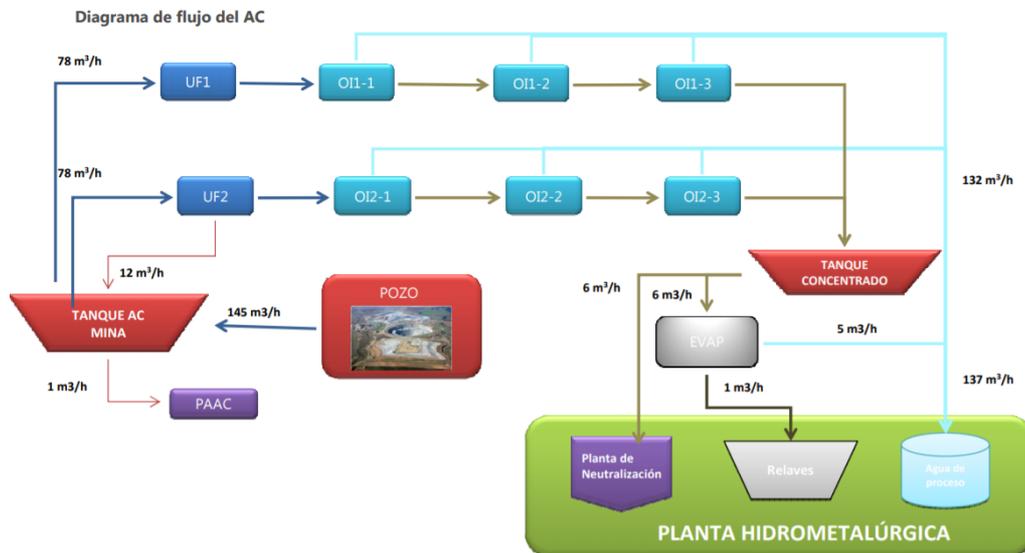


Figura 3-12: Sistema de tratamiento de aguas de contacto en Cobre Las Cruces. (INMET MINING, 2014)

Por su parte, el sistema de tratamiento de aguas SDR (Sondeo, Drenaje y Reinyección), de mayores dimensiones, cuenta con 3 líneas independientes de operación compuestas por una etapa de ultrafiltración seguida de ósmosis inversa, para tratar un caudal total de 576 m<sup>3</sup>/h. Para reducir al máximo el rechazo de la instalación, se dispone de una etapa adicional de ultrafiltración y ósmosis inversa (UF-C + RO-C), además de distintas unidades de tratamiento fisicoquímico y un evaporador 6 efectos.

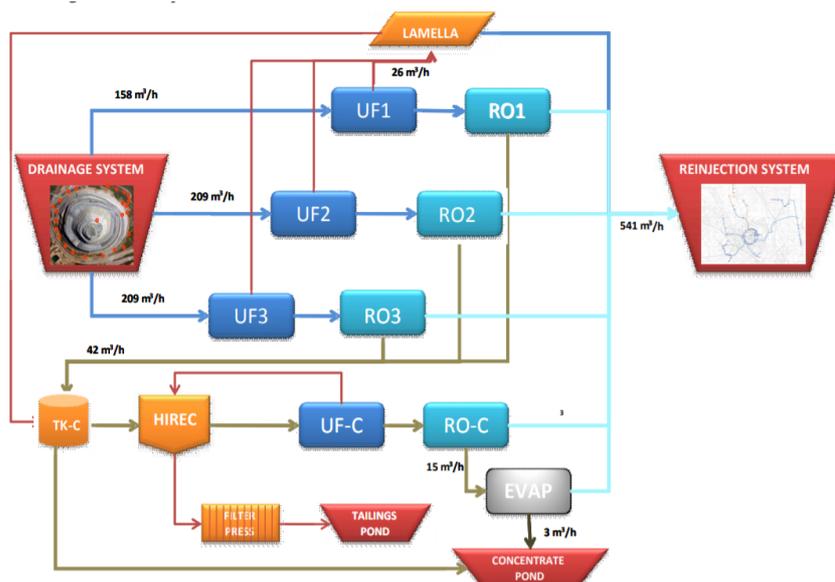


Figura 3-13: Sistema de tratamiento de aguas SDR (Sondeo, Drenaje y Reinyección) para la reinyección en acuífero, Cobre Las Cruces (INMET MINING, 2014).

En este caso se optó por la ósmosis inversa debido a la exigencia de las normativas europeas y directrices

regionales en materia de aguas, como el RD140/2003, que obliga a reinyectar el agua al acuífero en calidad de agua potable, o las exigencias de la Secretaría General de Industria, Energía y Minas (dependiente de la Junta de Andalucía, órgano de gobierno regional) que exige que el agua extraída del acuífero debe ser menor al 5% del volumen total.

En definitiva, **la ósmosis inversa** ha demostrado su **efectividad y viabilidad también en el sector minero**. Por otro lado, a lo largo del capítulo se deja constancia de la importancia de los pretratamientos, de los que se han intentado recoger las alternativas consideradas más relevantes.

Sin embargo, en este estudio **nos limitaremos a diseñar la unidad de ósmosis inversa**, que supone el grueso de la inversión inicial y es la principal consumidora de energía eléctrica del sistema. El diseño conceptual para los dos casos contemplados, Chile y Ecuador, así como la metodología seguida se desarrollan ampliamente en el siguiente capítulo.

# 4 DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA DE ÓSMOSIS INVERSA

## 4.1 Metodología

La planta de ósmosis inversa a diseñar se enmarca dentro de un conjunto de procesos más complejo de *Descarga Cero* representado en la Figura 4-1, donde se asume que no se vierte agua al medioambiente. Por tanto, el objetivo del tratamiento de agua en este caso sería la recirculación para su reuso en los procesos mineros, lo que implica menores requerimientos de calidad del agua producto. Por el contrario, si hay efluentes acuosos que se descargan al ambiente, los niveles de calidad se corresponderían a los estándares de agua desalada, dependiendo también de la legislación en materia de aguas del país en el que se encuentre la mina.

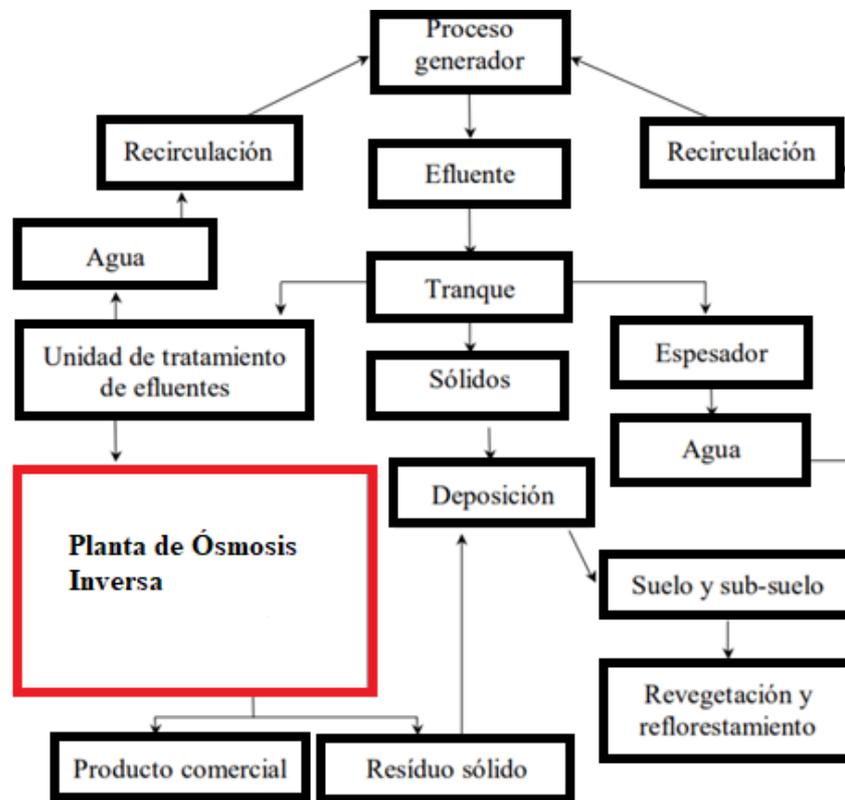


Figura 4-1: Diagrama de procesos y efluentes de un sistema con recirculación y *Descarga Cero*.

La metodología seguida en esta sección es la siguiente:

1. **Estudio de datos de la calidad del agua de distintos tipos de efluentes mineros de cobre y oro. Objetivo: Selección de un rango de diseño.**

En primer lugar, se analizan los datos de calidad de agua en la minería del cobre y del oro que se encuentren en la literatura. Esto incluye tanto aguas de proceso como relaves, e incluso aguas superficiales y subterráneas de zonas cercanas a yacimientos mineros, con el objetivo de establecer unos valores máximos y mínimos de concentraciones (TDS<sup>16</sup> y molalidad<sup>17</sup>) para nuestro sistema.

<sup>16</sup> TDS, del inglés *Total Dissolved Salts*, concentración de partículas disueltas en el agua. (mg/l)

<sup>17</sup> Concentración medida en moles de soluto por unidad de masa del disolvente. (mol/kg)

**2. Cálculo de la presión osmótica para el rango elegido. Objetivo: Elección de la configuración adecuada.**

Los parámetros fundamentales de diseño serán:

- La **presión osmótica del agua de alimentación**, dependiente fundamentalmente de la **molalidad**. A partir de los datos de molalidad del rango elegido, se calcula la presión osmótica correspondiente extrapolando los valores de la Figura 4 2.
- La **presión osmótica del concentrado**, dependiente del **porcentaje de extracción de disolvente**.

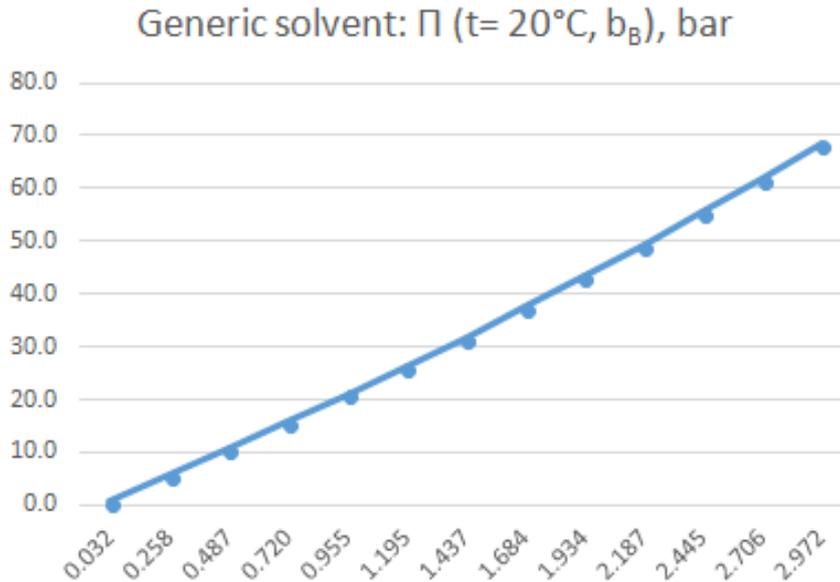
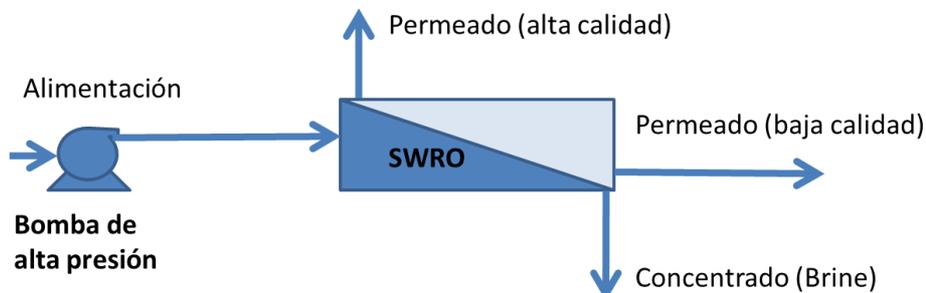


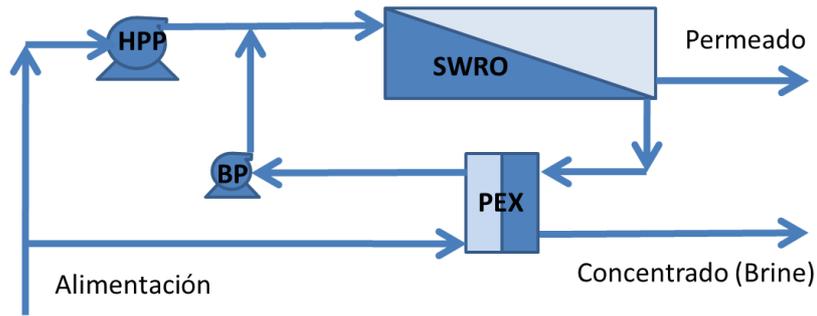
Figura 4-2: Estimación de la presión osmótica (eje vertical) frente a molalidad de la disolución para un soluto genérico (eje horizontal), considerada en primera aproximación independiente de la naturaleza del soluto. La molalidad de la disolución sería el doble de la molalidad del soluto en caso de un soluto 1-1, como el NaCl. (García Rodríguez, 2018)

En función de ambos parámetros, el diseño del sistema de ósmosis inversa estará basado en uno o dos pasos, cada uno de ellos diseñados con una o dos etapas.

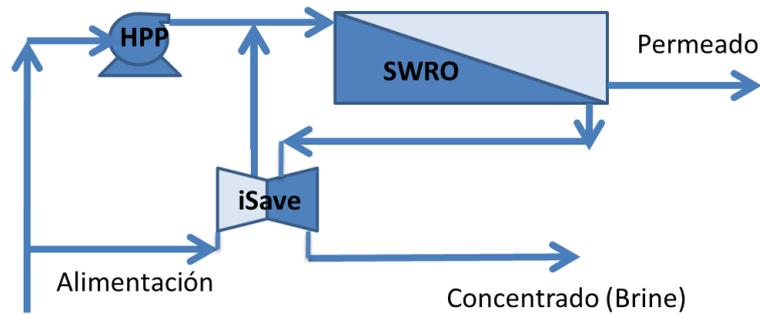
Partiendo de que las concentraciones de efluentes en minería son del rango de agua salobre (BWRO, *Brackish Water Reverse Osmosis*, en inglés), se elige la configuración de nuestro sistema a partir de las principales configuraciones en función de la presión osmótica de alimentación recogidas en la Tabla 4-1:



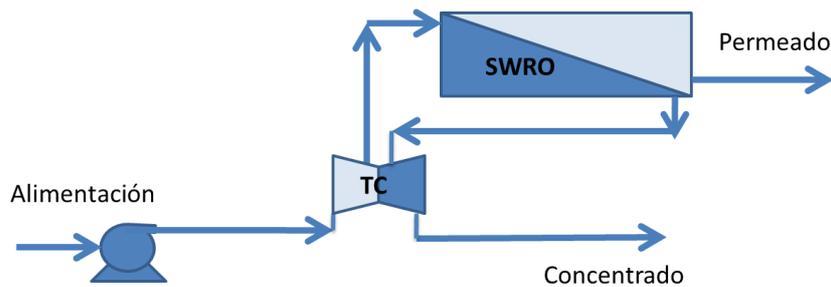
#1	Presión osmótica alimentación	-	Configuración	<b>División parcial</b> (permite dos productos de distinta calidad)
----	-------------------------------	---	---------------	---



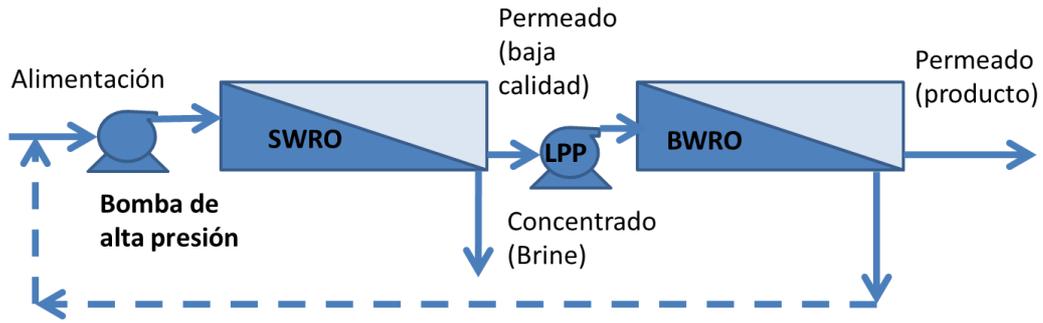
#2 Presión osmótica alimentación >10 bar Configuración Con Recuperador de energía (ERD) - **Intercambiador de presión, PEX** (Eficiencia 95-97%)



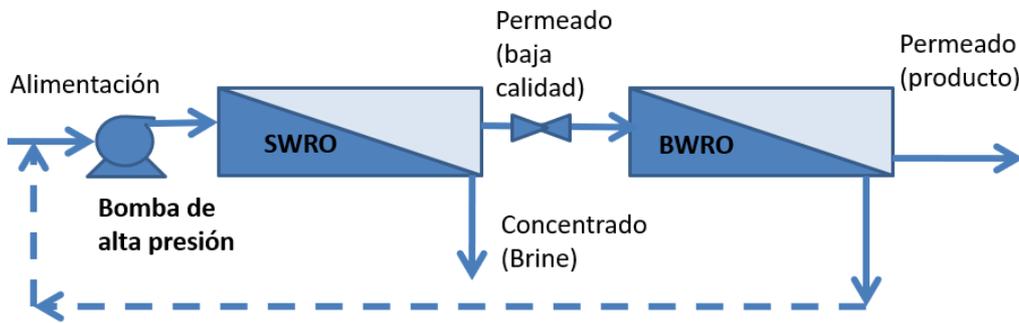
#3 Presión osmótica alimentación >10 bar Configuración Con Recuperador de energía (ERD) - **Turbocompresor iSave de Danfoss** (Eficiencia 90%, requiere aporte externo de potencia)



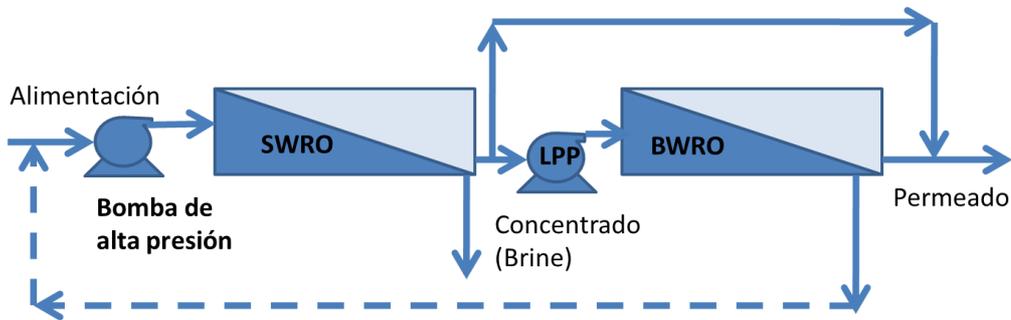
#4 Presión osmótica alimentación >10 bar Configuración Con Recuperador de Energía (ERD) - **Turbocompresor convencional, TC** (Eficiencia ~ 90%)



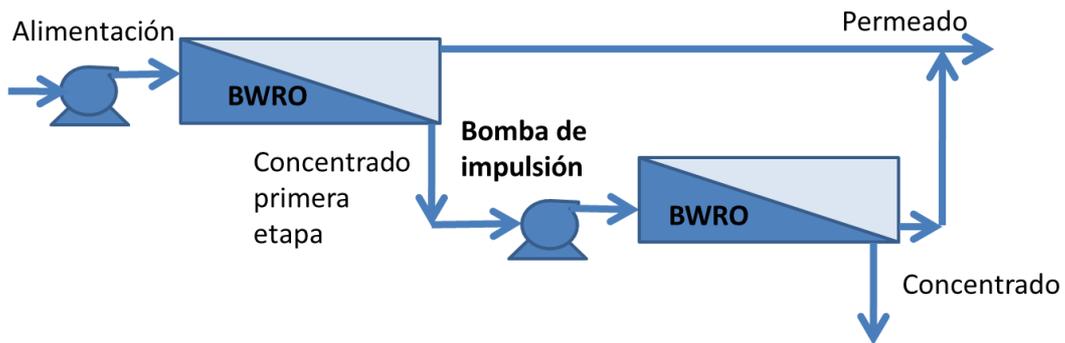
#5 Presión osmótica alimentación >15 bar Configuración 2 pasos con bomba de baja presión, LPP



#6 Presión osmótica alimentación >15 bar Configuración 2 pasos sin bomba de baja presión



#7 Presión osmótica alimentación > 15 bar Configuración 2 pasos parcial con bomba de baja presión, LPP



#8 Presión osmótica <15 Configuración 2 etapas con bomba de

alimentación

impulsión (booster pump)<sup>18</sup>

Tabla 4-1: Configuraciones a considerar para el diseño de la unidad de ósmosis inversa. (García Rodríguez, 2018)

### 3. Implementación en el software ROSA. Objetivo: Cálculo de los principales parámetros de la planta.

Conocido el rango de presiones osmóticas y la configuración del sistema, se pasa a implementar los valores en el software de simulación de sistemas de ósmosis inversa elegido, en este caso ROSA v.9.0, desarrollado por la americana *Dow Chemical*.

Independientemente del rango de concentraciones escogido, el tipo de agua será *Well Water* (agua de pozo), con un SDI<sup>19</sup> inferior a 3, ya que se comporta de forma similar al tipo de agua que trataremos. Además, se supondrá que el ajuste por **pH** se ha realizado correctamente, y que, por tanto, éste es de **7,6**.

Por último, para simplificar los cálculos, y dado que el objetivo de este trabajo no es el de simular una planta en particular, sino establecer un rango de valores típico, supondremos que los iones introducidos serán, tan sólo, el anión cloruro (Cl<sup>-</sup>) y el catión sodio (Na<sup>+</sup>). Por tanto, se aproximarán los cationes y aniones de partida a valores equivalentes de Cl<sup>-</sup> y Na<sup>+</sup> para simular la presión osmótica de la alimentación deseada.

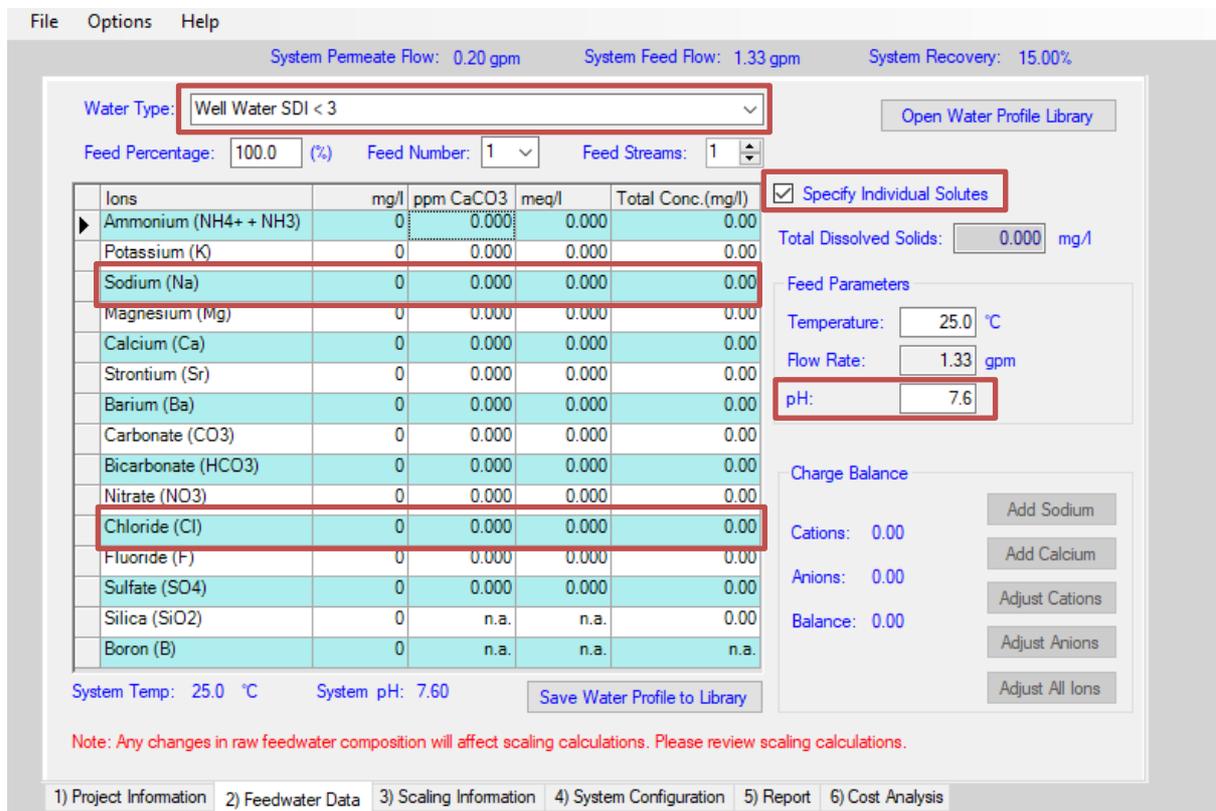


Figura 4-3: Ventana de edición de los parámetros del agua de alimentación, ROSA v.9.0.

En la pestaña correspondiente al tratamiento de las incrustaciones (*Scaling Information*), se supondrá que no se añaden químicos y se dejan los valores por defecto.

En la pestaña de configuración del sistema (*System Configuration*) se aplica la configuración elegida, esto es, el número de etapas, de pasos, y de etapas por paso, además de seleccionar la membrana adecuada y el número de tubos de presión y de elementos por tubo. El diseño se realiza identificando para la unidad mínima un permeador en el primer paso. El diseño mínimo se puede repetir en paralelo tantas veces como sea necesario, siendo el consumo calculado aplicable al conjunto de unidades repetidas en paralelo.

<sup>18</sup> Esta bomba puede ser sustituida por un *turbocharger*.

<sup>19</sup> *Silt Density Index*, índice de densidad de sedimentos o "ensuciamiento". Se utiliza para estimar el grado de bloqueo de la membrana debido a la contaminación por partículas coloidales.

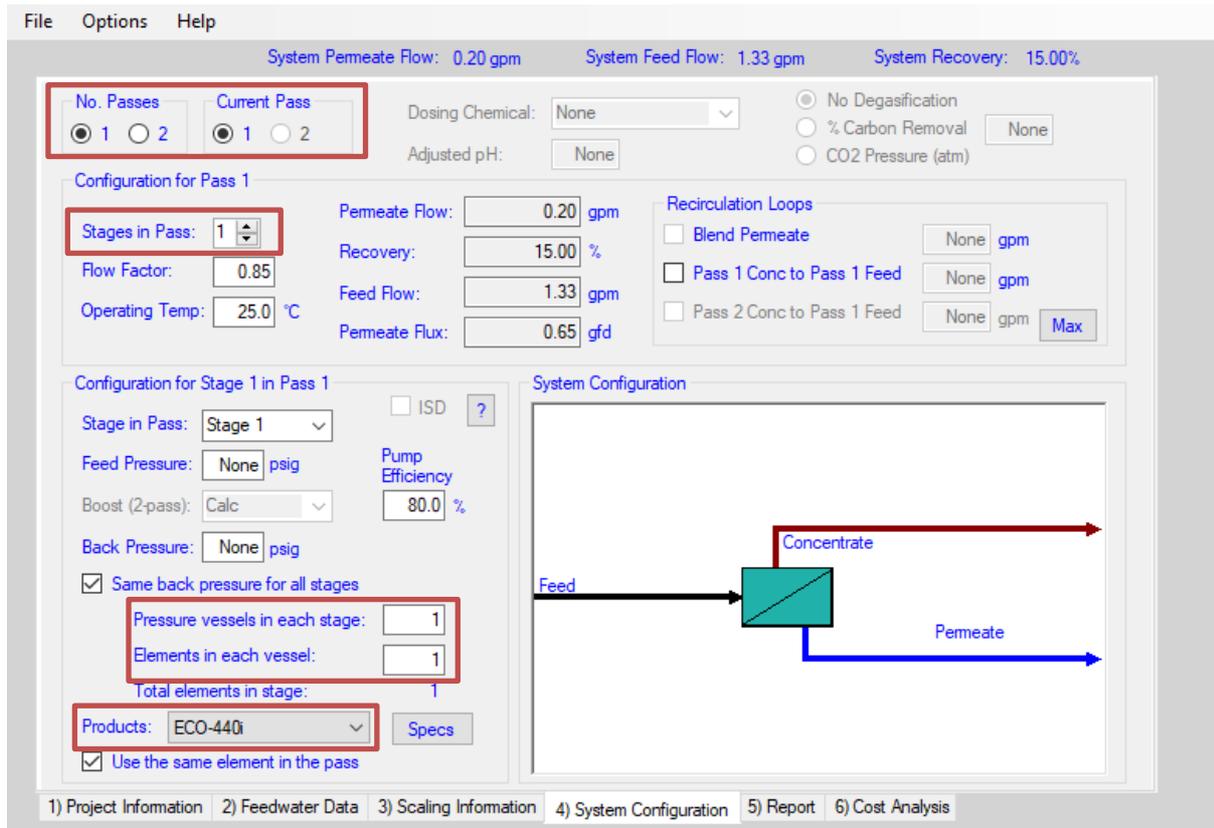


Figura 4-4: Ventana de configuración del sistema, ROSA v.9.0.

#### 4. Análisis de la demanda energética y coste unitario del agua.

Simulando con los parámetros introducidos se genera un informe con la calidad del agua resultante y la potencia energética requerida para la bomba de alta presión ( $P_{W,HPP}$ ) y la de impulsión ( $P_{W,BP}$ ) en el caso que la hubiere, calculada a partir de las siguientes ecuaciones:

$$P_{W,HPP} = \frac{q_{v,bomba} \cdot \frac{p_{F,bomba} - p_E}{(100)^{-1}}}{\eta_{bomba} \cdot \eta_{eng}} \quad (4.1)$$

$$P_{W,BP} = q_{V,ERD} \cdot \frac{p_{F,HPP} - p_{F,ERDout}}{\eta_{BPP} \cdot \eta_{eng,BP}} \quad (4.2)$$

A partir de los datos de consumo de las bombas se obtiene el consumo específico (SEC, *Specific Energy Consumption*), es decir, la energía necesaria por unidad de volumen de agua tratada.

$$SEC = \frac{\sum P_{w,bomba}}{q_{v,p}} [kWh/m^3] \quad (4.3)$$

Con los datos del consumo específico de energía junto a los costes de capital que se introducirán en la pestaña de Costes (*Cost Analysis*) de ROSA, Figura 4-5, y el precio de la energía del Capítulo 6, se establecerá una comparativa que permitirá conocer el coste real del tratamiento de agua utilizando distintas fuentes renovables para los dos escenarios planteados.

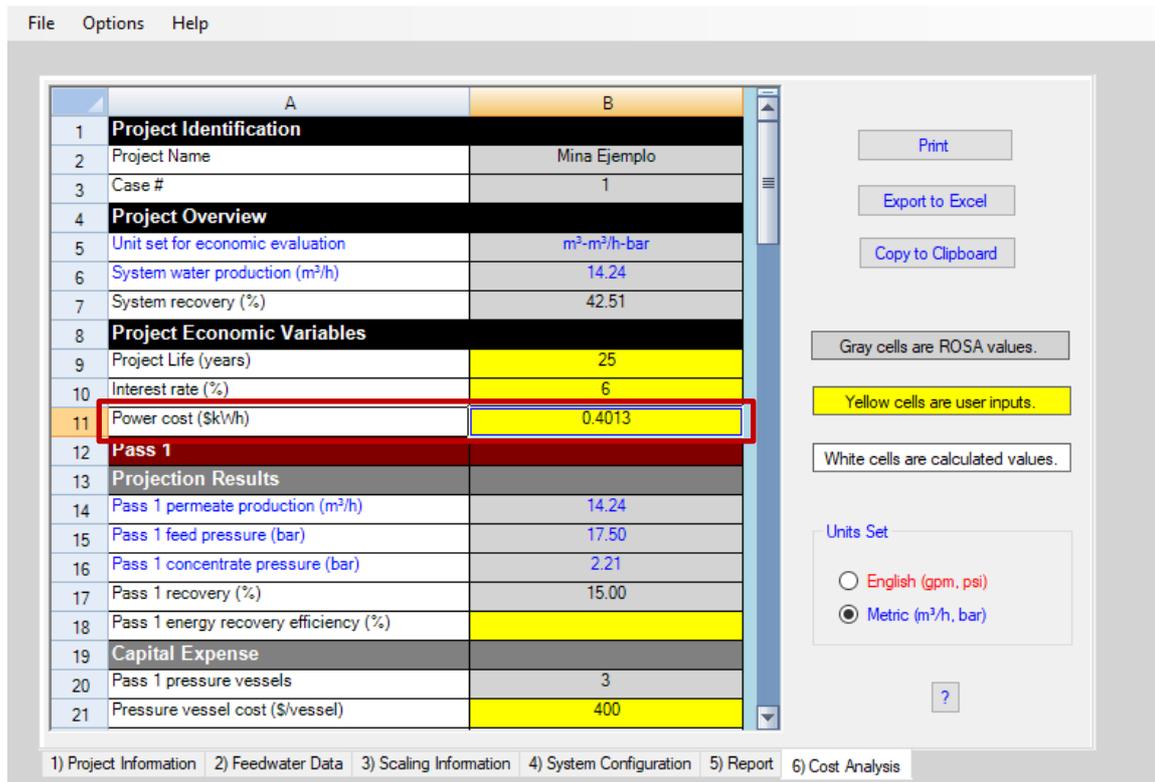


Figura 4-5: Ventana de análisis de costes, ROSA v.9.0.

## 4.2 Estudio de la composición de efluentes mineros de cobre y oro. Selección de un rango característico.

Siguiendo la metodología planteada, en primer lugar se estudiará la composición del agua de distintos tipos de efluentes mineros (aguas provenientes de procesos de concentración y lixiviación, relaves, corrientes fluviales, o aguas subterráneas) de la minería del oro y del cobre, con idea de establecer un rango máximo y mínimo de concentraciones.

Para ello, se parte del extenso estudio realizado en (Montes J. , 2020), donde se revisan más de 60 publicaciones recientes, que suman un total de 62 yacimientos. De éstos, 15 corresponden a yacimientos de oro, 12 a cobre, y 12 a yacimientos donde se extrae conjuntamente oro y cobre. En la Tabla 4-2 se muestra un ejemplo de la información recogida en este informe para cada uno de los efluentes.

ORIGEN, PAÍS	Dong Gua Shan, China	Provincia de Esmeraldas, Ecuador
TIPO DE MINA	Cobre	Oro
TIPO DE PUNTO DE MUESTREO	Relave	Corriente fluvial
Nº PUNTOS DE MUESTREO (Nº MUESTRAS)	d.d. (d.d)	7 (14)
pH	3,00	6,25
Temperatura (°C)		24,51
EC (µS/cm)	2.800,00	53,29
TDS (mg/L)	2.010,00	25,09
Sólidos suspendidos (mg/L)	0,70	351,14
Turbidez (FTU)		242,37
Sólidos totales (mg/L)		417,71
DO (mg/L)		7,17
SiO <sub>2</sub> (mg/L)		
CaCO <sub>3</sub> (mg/L)		21,31
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> (mg/L)		0,14
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> (mg/L)	376,00	
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (mg/L)		
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)	107,00	1,31
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/L)		20,39
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (mg/L)		
CN <sup>-</sup> (mg/L)		0,01
F (mg/L)		
Cl (mg/L)	530,00	2,37
Br (mg/L)		
I (mg/L)		
Na (mg/L)	653,00	
K (mg/L)	173,00	
Mg (mg/L)		
Ca (mg/L)		
Fe (mg/L)		8,36
Al (mg/L)		19,69
Cu (mg/L)	78,80	
Cd (mg/L)		
Pb (mg/L)	9,96	0,09
Ni (mg/L)	16,60	
Mn (mg/L)		
Zn (mg/L)	18,30	
Li (mg/L)		
Be (mg/L)		
Ti (mg/L)		

Co (mg/L)	
Cr (mg/L)	0,04
Sr (mg/L)	
Mo (mg/L)	
Y (mg/L)	
As (µg/L)	4,46
Hg (µg/L)	0,26
Se (µg/L)	
<sup>238</sup> U (µg/L)	

Tabla 4-2: Ejemplo de parámetros de calidad de efluentes mineros recogidos en (Montes J. , 2020).

A partir de los datos de los 39 yacimientos mencionados, se convierten las concentraciones expresadas en mg/l o µg/l a molalidad, es decir, moles/kg disolvente. Los resultados para cada yacimiento se detallan en la Figura 4-6.

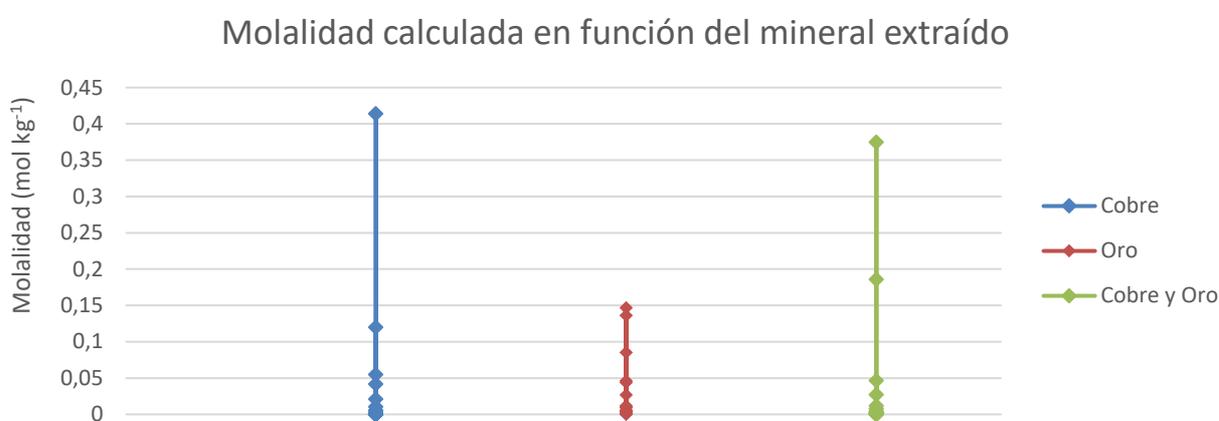


Figura 4-6: Molalidad obtenida en función del mineral extraído.

Tras este primer análisis, se observa que para los 3 casos contemplados el **orden de magnitud es el mismo**, y por tanto, de ahora en adelante se pasará a contemplar un único caso aplicable tanto a yacimientos de cobre como de oro. Dicho esto, se calculan los valores de la presión osmótica de alimentación haciendo uso de la molalidad y extrapolando los valores de la gráfica de la Figura 4-2.

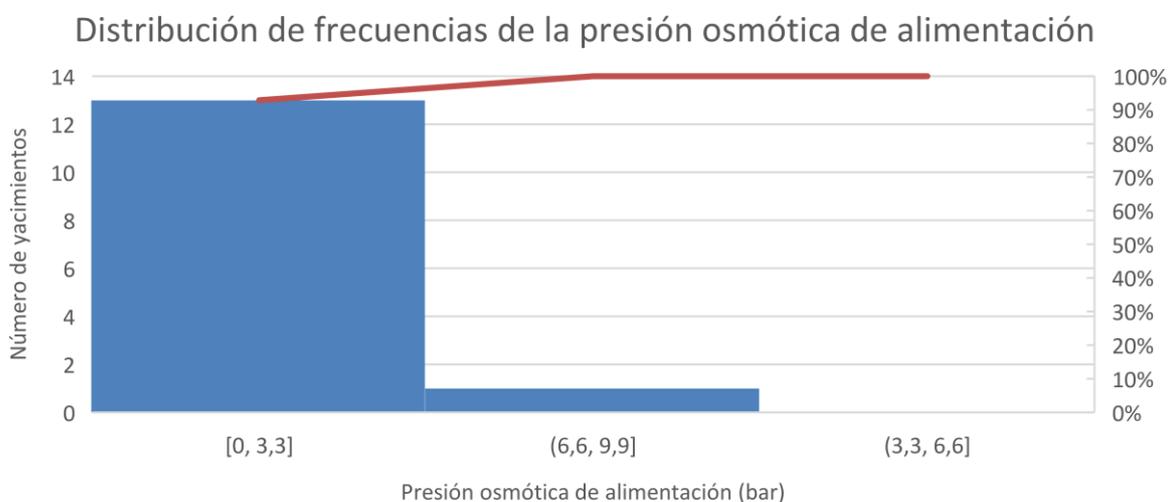


Figura 4-7: Diagrama de Pareto de las presiones osmóticas de alimentación calculada a partir de las molalidades.

La Figura 4-7 representa la distribución de frecuencias, absolutas y relativas, de las presiones osmóticas calculadas y la frecuencia acumulada (línea roja). Se observa que **el rango comprendido entre 0 y 3,3 bar cubre el 90%** de los casos estudiados. Es por ello que la **presión osmótica de alimentación de partida escogida será de 3 bar**, sin que se consideren casos adicionales. Sabiendo esto, se escoge la configuración #8 de la Tabla 4-1.

### 4.3 Implementación en ROSA v.9.0

Las características de diseño vienen fundamentalmente determinadas por la **presión osmótica del concentrado** respecto a la de la alimentación, dependiente del **porcentaje de extracción de la alimentación**. La máxima presión osmótica del concentrado elegida depende de la calidad del agua producto, ya que el paso de soluto a través de la membrana se favorece con el gradiente de concentración a ambos lados de ésta. Por tanto, excesiva concentración de solutos en el concentrado implica altos valores de fuerza motriz del paso de sales. Por su parte, el porcentaje de extracción del disolvente adecuado debe ser el mayor posible, limitado por la calidad del producto deseada.

En primer lugar, se establecen los **parámetros del agua de alimentación**. Como ya se mencionó, se reducirá a la presencia de iones de cloro y sodio. Partiendo de una presión osmótica de 3 bar, se hace el proceso inverso al realizado anteriormente, obteniendo de la gráfica una molalidad de 0,1781 moles soluto/kg agua. Suponiendo que ésta se distribuye de forma uniforme entre  $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$ , se obtiene una concentración de 1.379 mg/l y 2.127,18 mg/l, respectivamente, equivalentes a 3.000 ppm de cada uno.

Por otro lado, que el flujo de alimentación se establezca en 33,50 m<sup>3</sup>/h **no limita el alcance de las conclusiones extraídas**. En efecto, una de las principales ventajas de la ósmosis inversa es su modularidad y fácil escalabilidad, es decir, la instalación es ampliable a caudales mucho mayores sin que se alteren significativamente los valores unitarios obtenidos.

Con todo, los parámetros de partida del sistema introducidos en ROSA se muestran en la Tabla 4-3.

Parámetro		Valor
Parámetros del agua	$\text{Na}^+$ (ppm)	3000
	$\text{Cl}^-$ (ppm)	3000
	TDS (mg/l)	3506,6
Flujo de alimentación (m <sup>3</sup> /h)		33,50
Nº de pasos		1
Nº etapas por paso		2
Configuración primera etapa	Presión de alimentación (bar)	17,5
	Eficiencia bomba alta presión (%)	90
	Nº tubos por etapa	2
Nº Elementos por tubo		8
Configuración segunda etapa	Presión de impulsión (bar)	5
	Eficiencia bomba de impulsión (%)	80

Nº tubos por etapa	1
Nº Elementos por tubo	8
Membrana	BW30-440i

Tabla 4-3: Parámetros de partida de las simulaciones en ROSA v.9.0.

Simulando se obtienen los valores de la Tabla 4-4, donde se observa que el flujo final de permeado consigue reducir la cantidad total de sales disueltas (TDS) de 3.506,59 mg/l a tan sólo 63,79 mg/l, lo que satisface los requerimientos de calidad de una instalación de recirculación de agua para procesos. El pH se ve inalterado porque se ha supuesto que se trata antes de la unidad de ósmosis inversa.

Parámetro	Alimentación	Concentrado		Permeado		
		Etapa 1	Etapa 2	Etapa 1	Etapa 2	Total
Na <sup>+</sup> (mg/L)	1.379,40	3.165,13	5.743,26	17,04	48,41	25,09
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	2.127,18	4.880,97	8.856,71	26,27	74,65	38,69
TDS (mg/L)	3.506,59	8.046,10	14.599,97	43,32	123,06	63,79
pH	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60

Tabla 4-4: Parámetros de calidad de agua de las distintas corrientes.

Por último, la recuperación lograda es del 76,32%, la potencia para tratar un reducido caudal de 33,5 m<sup>3</sup>/h es de 20,92 kW, y el consumo específico, SEC es de 0,81 kWh/m<sup>3</sup>, Tabla 4-5. Dicho consumo específico se sitúa muy por debajo de las aplicaciones de agua de mar, típicamente en el rango de 3,5-4,5 kWh/m<sup>3</sup>. (Jungbin, Kiho, Dae Ryook, & Seungkwan, 2019)

Ratio de recuperación, r (%)	76,32
Potencia (kW)	20,92
Consumo específico, SEC (kWh/m <sup>3</sup> )	0,81

Tabla 4-5: Resultados principales de la simulación en ROSA v.9.0.

#### 4.4 Parámetros financieros

En cuanto a los parámetros financieros, se ha asumido una vida útil de la planta de 25 años y una tasa de interés del 6%. El resto de valores asumidos se han asumido a partir de (García Rodríguez, 2018), Tabla 4-6.

Parámetro	Valor
Vida útil (años)	25
Interés (%)	6

<b>Coste del tubo de presión (\$/tubo)</b>	2000
<b>Coste elemento de membrana (\$/elemento)</b>	450

Tabla 4-6: Hipótesis asumidas para el cálculo de los parámetros financieros de la planta de ósmosis inversa.  
(García Rodríguez, 2018)

Con estos valores, junto con los resultados del coste de la energía obtenido para los distintos escenarios del Capítulo 6, se podrá aproximar el coste de operación y el coste normalizado del agua tratada.

<b>Coste de capital (\$)</b>	16800
<b>Coste O&amp;M membranas(\$/[m<sup>3</sup>- alimentación/h])</b>	0,36
<b>Costes O&amp;M totales</b>	En función del Escenario (Capítulo 6)
<b>LCOW</b>	En función del Escenario (Capítulo 6)

Tabla 4-7: Costes resultantes del sistema de ósmosis inversa.

# 5 ENERGÍA SOLAR: FUNDAMENTOS Y ESTADO DEL ARTE

Decía Danny Kennedy, un conocido ambientalista estadounidense, algo así como: “*Estamos matando a gente en otros países para extraer luz solar de 200 millones de años (...) Fraccionamos nuestro suelo, contaminamos nuestros ríos y volamos nuestras montañas a tan sólo unas millas de la capital del país para obtener una hora de electricidad, cuando podríamos simplemente coger lo que cae gratis del cielo*”<sup>20</sup>. Sin caer en consideraciones simplistas, lo cierto es que el potencial de la energía solar es muy grande, y ello explica su desarrollo exponencial en la última década.

En este capítulo se pretende, por un lado, introducir brevemente al lector conceptos fundamentales ligados a la energía solar; y por otro, analizar el estado del arte de las tecnologías solares y su potencial aplicación al estudio.

## 5.1 El Sol, fuente básica de energía.

El Sol es, directa o indirectamente, la fuente primaria de energía en la Tierra. La radiación solar, asimilada en la fotosíntesis, permite la vida de las plantas, utilizadas como biomasa y que son, a su vez, alimento básico de muchos animales. La descomposición de ambos a lo largo de millones de años ha originado combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural (Bachiller, 2009). El Sol es también la causa de muchos otros fenómenos energéticos en la Tierra, como los vientos atmosféricos o las corrientes oceánicas (Ambientum, 2019), ambas aprovechadas como fuentes renovables.

El término energía solar engloba a todos aquellos sistemas que convierten la **radiación solar** en formas útiles de energía (IEA, 2019). La radiación se genera mediante reacciones de fusión que se producen en el núcleo del astro, transmitidas en forma de radiación electromagnética que alcanza la atmósfera Terrestre en un espectro de longitudes de onda ( $\lambda$ ) comprendidas entre los 0,15  $\mu\text{m}$  y 4  $\mu\text{m}$  (150 nm y 4500 nm, respectivamente).

La potencia radiante incidente por unidad de superficie, para una determinada longitud de onda, recibe el nombre de **Irradiancia espectral** ( $\text{W m}^{-2} \text{nm}^{-1}$ ). La integración de ésta sobre todas las longitudes de onda y direcciones se denomina **Irradiancia**. Utilizada como magnitud de referencia, indica la intensidad de la radiación solar en un instante determinado y se mide en vatios por metro cuadrado. ( $\text{W m}^{-2}$ ).

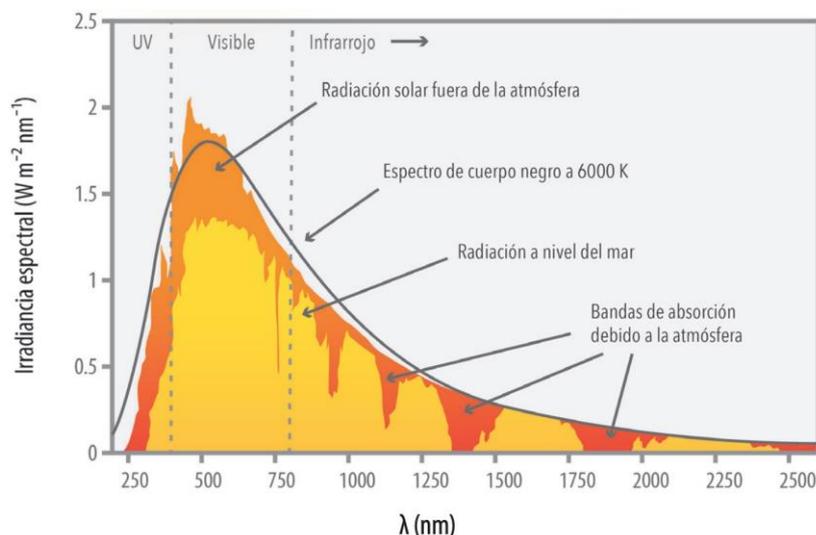


Figura 5-1: Espectro electromagnético de la radiación solar terrestre y extra atmosférica. (Lira, 2018)

<sup>20</sup> Recogido en (Larkin, 2013)

Lógicamente, la irradiancia se verá alterada al atravesar la atmósfera debido a factores como la **absorción** producida en determinadas longitudes de onda por la presencia de ozono ( $O_3$ ), oxígeno ( $O_2$ ), vapor de agua ( $H_2O$ ) o dióxido de carbono ( $CO_2$ ); la **reflexión** provocada al atravesar nubes; o la **difusión** debida a la presencia de aerosoles y polvo. La incidencia de los factores anteriores dependerá del espesor de atmósfera atravesado.

A estos efectos se define el concepto de **masa de aire (AM)**, entendiéndose como la longitud de atmósfera atravesada normalizada a la ruta más corta, es decir, cuando el sol está directamente vertical a la superficie terrestre. (Sukhatme, 2008). De forma que AM 1 se indica, a nivel del mar, cuando la masa de aire atravesada es mínima (no hay nubosidad) y el Sol se encuentra en su posición más alta (ángulo cenital,  $\theta_{zs}$ , de  $0^\circ$ ).

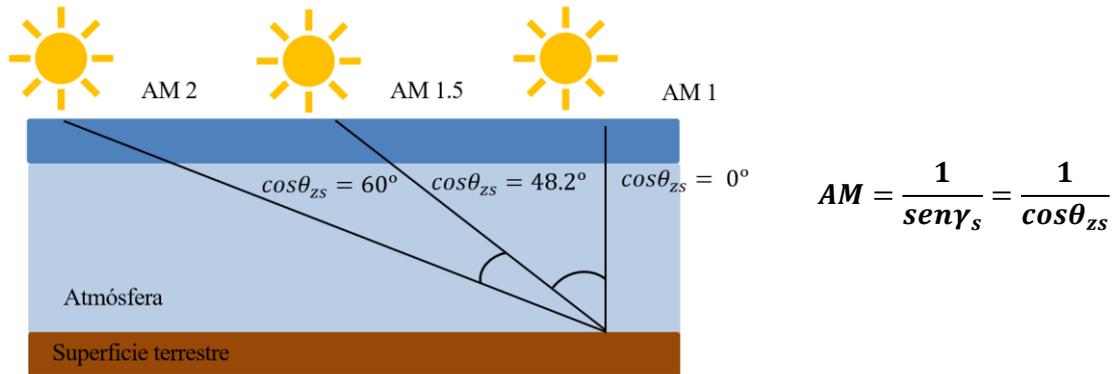


Figura 5-2: Esquema y ecuación de masa de aire (AM, *Air Mass*).

Además del estado de la atmósfera, la dirección e intensidad con la que incidan los rayos determinará la irradiancia que finalmente llegue a la superficie. Estos factores dependerán tanto de la posición relativa del sol a lo largo del día (ángulo horario) y del año (declinación), como de la latitud en la que nos encontremos (Altura y Azimut).

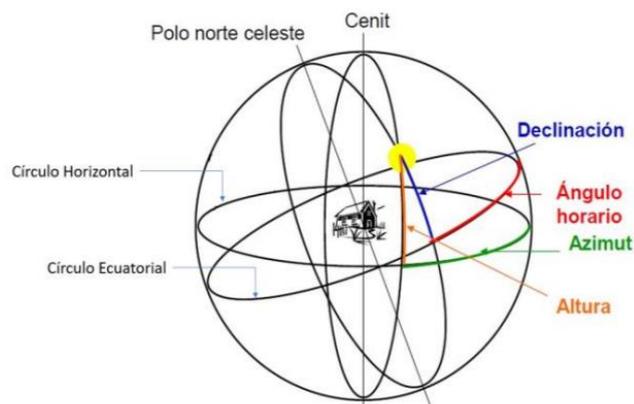


Figura 5-3: Principales ángulos solares. (Martínez, 2011)

Por último en esta breve introducción conceptual, es importante destacar que la irradiancia que incide sobre una superficie horizontal se denomina **Irradiancia Global Horizontal (GHI)**, por sus siglas en inglés), se mide en  $Wm^{-2}$  y se divide en:

- **Irradiancia Normal Directa (DNI)**: irradiancia que llega a la superficie procedente del disco solar. Si se multiplica por el coseno del ángulo cenital se obtiene su proyección sobre la superficie horizontal, esto es, la Irradiancia Normal Horizontal.
- **Irradiancia Difusa Horizontal (DHI)**: procedente de toda la bóveda del cielo excluyendo el disco solar. La forman los rayos que han sufrido reflexión o dispersión en la atmósfera. En un día nublado gran parte de la radiación es difusa.

A la anterior irradiancia global hay que sumarle un término correspondiente a la reflejada (RI) en las superficies cercanas a nuestro receptor. El grado de reflexión estará determinado por el coeficiente (RI/GHI) conocido como **albedo**, dependiente, tanto de las propiedades de la superficie (reflectividad-color, rugosidad, vegetación) como de la incidencia de los rayos (ángulo, estado de la atmósfera).

A grandes rasgos, clasificamos la energía solar en tres grupos: **energía solar fotovoltaica**, que transforma la irradiancia en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico; **energía solar térmica**, ya sea de baja o media-alta temperatura, que convierte la irradiancia incidente en energía térmica de un fluido que puede ser transformada, a su vez, en electricidad a través de un ciclo de potencia; y **energía solar pasiva**, referente a aquellos sistemas, utilizados principalmente en edificación, que aprovechan la radiación sin la necesidad de sistemas mecánicos adicionales.

Este Trabajo se centrará en analizar los dos primeros grupos: la solar fotovoltaica (**PV**) y la solar térmica, esta última referida a los sistemas termosolares de concentración (**CSP**, *Concentrating Solar Power*), excluyendo, por tanto, las aplicaciones de baja temperatura utilizada en ACS y climatización, carentes de interés en el presente estudio.

## 5.2 Energía solar fotovoltaica

### 5.2.1 Descripción de la Tecnología. Fundamentos

#### *La célula fotovoltaica*

La tecnología fotovoltaica genera corriente eléctrica (electrones en movimiento) medida en vatios (W) o kilovatios (kW) a partir de materiales semiconductores cuando son incididos por fotones. El principio básico de este efecto, conocido como **efecto fotoeléctrico**, permite que se liberen electrones de los átomos del material semiconductor y que éstos sean recogidos por un circuito externo donde disipan su energía, creando un flujo de electrones, esto es, corriente eléctrica.

Este efecto se logra en un dispositivo tipo diodo conocido como **célula fotovoltaica**. La célula está compuesta por tres capas. Una primera capa, denominada capa emisora, formada por un enrejado metálico muy delgado, una lámina anti-reflexión y un semiconductor tipo n (material que ha sido dopado para crear un exceso de electrones en la red cristalina de enlaces covalentes). La segunda capa, conocida como capa base, está compuesta íntegramente por un semiconductor tipo p (dopado para que exista un déficit de electrones, es decir, huecos libres). Ambas capas están separadas por una unión p-n. Por último, existe una capa metálica final, normalmente de aluminio, que absorbe la radiación que atraviesa las capas anteriores.

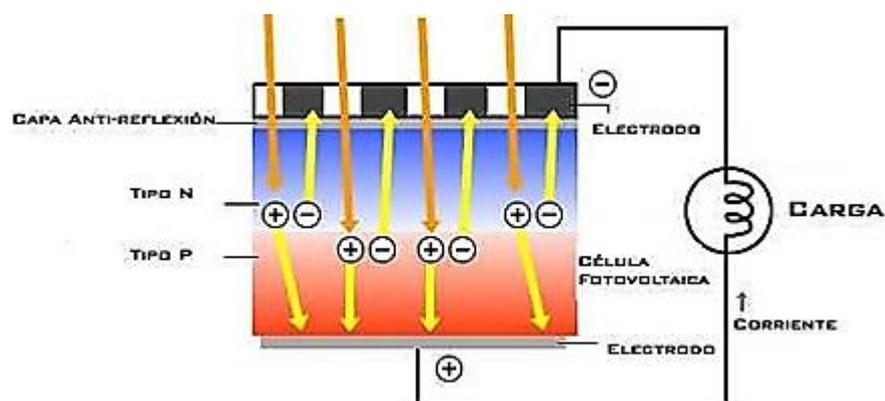


Figura 5-4: Esquema básico de una célula fotovoltaica convencional. (Bayona, 2012)

La generación eléctrica se puede descomponer en dos procesos principales.

El primero es la absorción de fotones incidentes a través del enrejado metálico para crear pares electrón-hueco. Los pares electrón-hueco serán generados en la célula solar siempre que el fotón incidente tenga la energía suficiente (energía mayor que la de la banda prohibida). Sin embargo, los electrones (en el material de tipo p), y los huecos (en el tipo n) son metaestables y sólo existirán, en promedio, para un tiempo igual a la vida útil de los portadores minoritarios, antes de que se recombinen. Si el portador se recombina, el par electrón-hueco inducido se pierde, y ninguna potencia o corriente será generada.

El segundo proceso se basa en la colección de estos portadores por la unión p-n que separa espacialmente el electrón y el hueco. Los portadores se separan por la acción del campo eléctrico existente en dicha unión. Si el portador minoritario alcanza la unión p-n, se hace circular a través de ésta debido al campo eléctrico, donde pasa a ser un portador mayoritario. Si ambas caras de la célula solar están conectadas entre sí (es decir, si la célula solar está en cortocircuito), los portadores inducidos fluyen a través del circuito externo y se genera, por tanto, corriente eléctrica. (Gray, 2011).

### **Cosideraciones básicas del módulo fotovoltaico**

Las células son agrupadas en serie (eleva la tensión) y/o paralelo (eleva la intensidad) conformando el **módulo fotovoltaico**.

El modulo fotovoltaico es un generador eléctrico que actúa como Fuente de intensidad, cuyo comportamiento queda determinado por su temperatura y la irradiancia incidente. En este sentido, a mayor irradiancia, mayor será la intensidad de la corriente eléctrica, elevando así su potencia. Por el contrario, a mayor temperatura, menor será la tensión, repercutiendo negativamente en la potencia del módulo.

Con objeto de caracterizar lo anterior, se hace uso de una serie de parámetros eléctricos referidos a unas condiciones climáticas estándar, *STC (Standard Test Conditions)*, que vienen determinadas por: una Temperatura de la célula de 25°C, una Irradiancia (GHI) de 1.000Wm<sup>-2</sup> y una distribución espectral AM 1,5

Este hecho implica que, en la mayoría de los casos, los módulos produzcan una potencia inferior a la establecida por el fabricante.

De entre todos los parámetros existentes se presentan a continuación los de mayor relevancia para el presente estudio y que se ha considerado necesario explicar para el correcto desarrollo del mismo.

- **Potencia máxima o pico,  $P_{\max}$  (W<sub>p</sub>):** Potencia eléctrica máxima que puede proporcionar el módulo fotovoltaico. Corresponde al punto de la curva característica en la que el producto V·I es máximo bajo las condiciones estándar.
- **Eficiencia,  $\eta_m$  (%):** Relación entre la potencia radiante incidente y la potencia máxima generada, referidos al área total del módulo, incluyendo espacio intercelular y marco del mismo.
- **Temperatura Nominal de Operación de la Célula, TONC (°C):** Temperatura que alcanzan las células cuando se someten a una irradiancia de 800Wm<sup>-2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, una velocidad del viento de 1ms<sup>-1</sup> y una distribución espectral AM 1,5. Interesa que el valor de ésta sea bajo, pues significará que el módulo se calienta a un menor grado.
- **Coeficiente de temperatura de la Potencia máxima,  $\gamma$  (%/°C):** Indica la pérdida porcentual de potencia respecto a  $P_{\max}$  por cada grado centígrado superior a 25°C en el que se encuentre el módulo. Cuantifica la sensibilidad del módulo a la temperatura, y, de nuevo, interesan valores bajos.

Por último, otro aspecto importante que afecta significativamente al rendimiento es la **degradación** que sufre el módulo, caracterizada como porcentaje perdido respecto a la potencia inicial. En general, se utilizan dos parámetros: el primero corresponde a la degradación sufrida durante el primer año de exposición (se sitúa en torno al 2-3%) y un segundo que indica el porcentaje perdido cada año hasta el final de su vida útil (0,4-1%).

### El campo solar. Generalidades

Al igual que ocurría con las células, los módulos pueden agruparse en configuraciones en serie y/o paralelo, conformando lo que conocemos como **campo solar**, pudiendo ser aislado o conectado a red. En función de ello, de su potencia y de la aplicación específica a la que vaya destinado requerirá una serie de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos determinados, que, en conjunto, forman un **Sistema fotovoltaico**.

- En los sistemas con **conexión a red** es necesario cumplir los requisitos técnicos demandados por la compañía eléctrica a la que está conectado el Sistema. Sus aplicaciones suelen estar destinadas al autoconsumo y venta de energía, o simplemente a esta última (ya sea mediante acuerdos de compra venta de energía -PPAs<sup>21</sup>, o cualquier otro mecanismo existente).
- Los **sistemas aislados**, por el contrario, suelen instalarse en localizaciones remotas donde, debido a su ubicación geográfica, no es rentable una conexión a red convencional. Por ello, y como forma de garantizar el suministro, es común encontrarlos equipados con algún tipo de Sistema de almacenamiento, como baterías, o acompañados de un grupo electrógeno o fuente renovable alternativa de respaldo. Este tipo de Sistema es el que caracteriza al discutido en el presente Trabajo, y será ampliamente abordado en el siguiente Capítulo.

A pesar de las distintas aplicaciones, cuando estos sistemas alcanzan una potencia considerable existen elementos comunes a todos ellos, entre los que se encuentran: los **módulos**; su **estructura**, que puede ser fija, o con seguimiento, en cuyo caso reciben el nombre de **seguidores** o *trackers*; los **inversores**, que transforman la corriente continua en alterna; el **cableado** eléctrico; **baterías** y **reguladores**, en caso de que se requiera: almacenamiento; un sistema de **monitorización**, que registre, al menos, la potencia producida; y **protecciones**, ya sea contra contacto directo, indirecto o sobretensiones, dependientes del voltaje de la instalación y de la legislación del país en el que se instale.

### 5.2.2 Componentes principales. Estado del arte

La industria fotovoltaica está caracterizada por su fuerte inversión en I+D (Investigación y Desarrollo), lo que explica su constante evolución tecnológica y continua reducción de costes, representada en su conocida *curva de aprendizaje*, ver Figura 5-5.

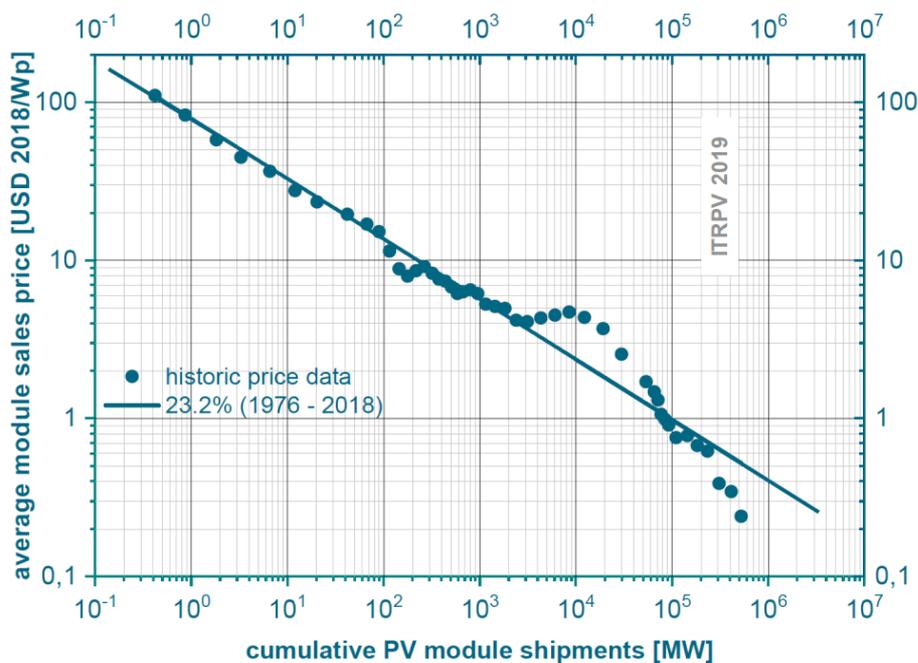


Figura 5-5: Curva de aprendizaje del precio de los módulos como función del número total acumulado de módulos vendidos. (VDMA, 2019)

<sup>21</sup> PPA, Power Purchase Agreement. Acuerdo de compraventa directa de energía entre dos partes: generadora y consumidora.

Los datos que se desprenden de la última *Hoja de Ruta Tecnológica Internacional para Fotovoltaica (International Technology Roadmap for Photovoltaics, ITRPV)* de 2019 (VDMA, 2019), en la que participan los principales actores del sector, revelan una reducción de precios acelerada en los últimos años. Entre enero de 2013 y enero de 2019, el precio medio del módulo de silicio (c-Si y mc-Si) pasó de 0,805 USD<sup>22</sup>/Wp a 0,244 USD/Wp, es decir, una **reducción de precio de más del 70% en tan sólo 6 años**.

Con estos números se hace necesaria, inevitablemente, una revisión del estado del arte de la tecnología si se pretenden satisfacer los objetivos y alcance del presente estudio, ya que, de cualquier otra forma, no se estaría estableciendo una comparativa real con el resto de las tecnologías.

En este sentido, a lo largo de las siguientes páginas se hará una breve revisión del mercado de los componentes que, por precio y función, se consideran imprescindibles.

Enfocados en su potencial aplicación al estudio se analizarán: **módulos, estructura, inversores y sistemas de almacenamiento de energía (SAE)**.

### **Módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos pueden considerarse los elementos más importantes de todo el Sistema, no sólo por su función, sino también por su coste, representando entre un 40-50% de la inversión inicial (Kosuke Kurokawa, 2012) y (VDMA, 2019).

Desde su aparición a principios de los años 50 en los laboratorios *Bell Telephone* (EEUU), las células han evolucionado de una primera a una cuarta generación, existiendo infinidad de variantes en cuanto a materiales y tecnología, siendo el silicio el material predominante en la mayoría de ellas.

A continuación, se presenta un resumen de las más relevantes en la actualidad, distribuidas en 3 familias:

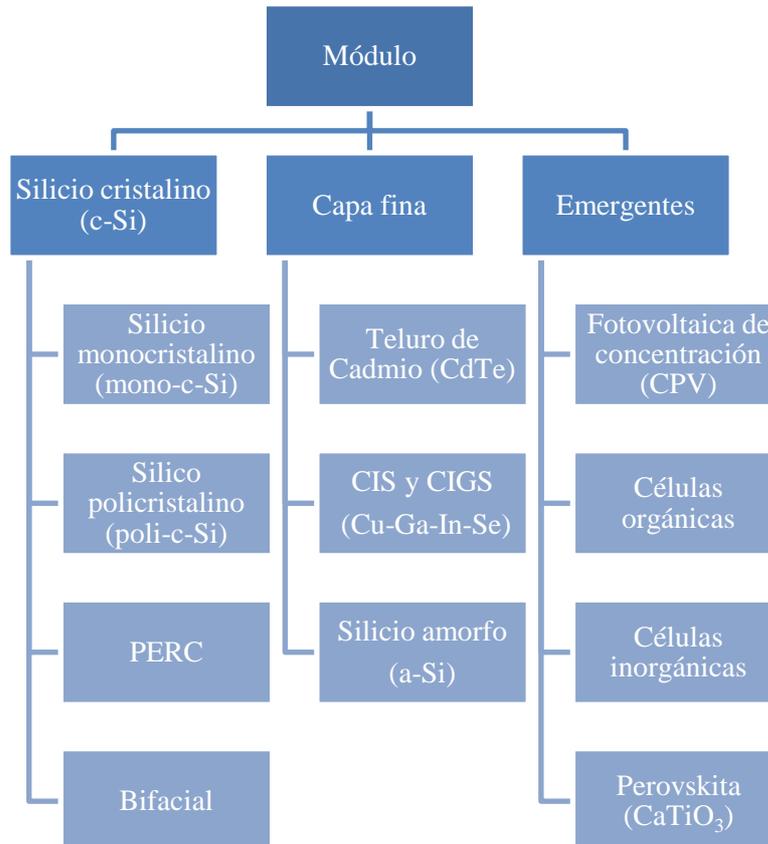


Figura 5-6: Esquema de las diferentes familias de tecnologías de módulos fotovoltaicos. Elaboración propia a partir de (NREL, 2020) y (Luque, 2011).

<sup>22</sup> USD, US Dollar, Dólar americano (2018).

De éstas, se han analizado las características principales de las dos primeras familias, excluyendo al resto por ser tecnologías emergentes con un nivel de desarrollo y/o aplicación industrial demasiado bajo.

Existen varios aspectos clave a considerar en la elección del módulo más allá del **coste**. Por un lado, la **eficiencia** ( $\eta_m$ ) determinará el área necesaria para nuestra instalación, o, en caso de que el área esté determinada a priori, la potencia que produzca. Por otro lado, como se ha visto anteriormente, el rendimiento estará estrechamente ligado a la temperatura, por lo que será de interés analizar los parámetros **TONC** y  $\gamma$ , que caracterizan dicha influencia. Por último, la **degradación** juega un papel fundamental para garantizar el suministro hasta el final de la vida útil de la instalación. De nada sirve una eficiencia alta si ésta no se sostiene en el tiempo.

La Tabla 5-1 recoge las características analizadas, de las que se han resumido las principales ventajas y desventajas en la Tabla 5-2.

Tecnología		Parámetros característicos			Degradación		Mercado (2017)	Precio <sup>23</sup> [€/Wp]
Familia	Tipo	$\eta_m$ [%]	TONC [°C]	$\gamma$ [%/°C]	1 <sup>er</sup> año [%]	Resto [%/año]		
c-Si	Poli-c-Si <sup>24</sup>	13-17	45-47	0,40-0,41	2,25	0,7	62%	0,22-0,28
	Mono-c-Si <sup>25</sup>	14-19	45-48	0,37-0,41	2,5	0,7	33%	0,24-0,34
	PERC	17-22	44-47	0,35-0,40	3	0,5	-	0,30-0,45
	Bifacial	14-22 + cara trasera	43-47	0,37-0,41	3	0,5	-	0,33-0,5
Capa fina	CdTe	12-18	45	0,28-0,32	2	0,4-0,6	Segundo material más usado, 2,36% total del Mercado	0,22-0,33
	CIS y CIGS	12-17	44-47	0,28-0,30-	-	0,4-0,8	1,95%.	0,63
	a-Si	6-10	46-48	0,18-0,20-	10-30	0,4-0,8	0,32%	-

Tabla 5-1: Análisis de las principales características de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado. Elaboración propia a partir de datos de (VDMA, 2019), (Kelsey A. W. Horowitz1, 2017) (Schachinger, 2020), (Frutos Rubio, 2016), (Global PV, 2020), (Anpier, 2019), y (DOE, 2018) .

<sup>23</sup> El precio corresponde al rango de precios mundial entre los años 2017 y 2019 para instalaciones de potencia igual o superior a 50MW.

<sup>24</sup> No incluye poli-c-Si con tecnología PERC o bifacial, salvo en el análisis del mercado.

<sup>25</sup> No incluye mono-c-Si con tecnología PERC o bifacial, salvo en el análisis del mercado.

Tecnología		Ventajas	Desventajas
Familia	Tipo		
c-Si	<b>Poli-c-Si</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio bajo debido a un proceso de fabricación más sencillo que las mono-c-Si.</li> <li>- Amplia presencia en el Mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Eficiencia más baja que el mono-c-Si a a causa de la menor pureza del silicio.</li> <li>- Mayor sensibilidad a la temperatura. Coeficientes de Temperatura.</li> </ul>
	<b>Mono-c-Si</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor eficiencia que las poli-c-Si.</li> <li>- Amplia presencia en el Mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precio competitivo, aunque mayor que las poli-c-Si.</li> <li>- Mayor sensibilidad a la temperatura. Coeficientes de Temperatura.</li> </ul>
	<b>PERC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejora significativa de la eficiencia y sensibilidad a la Temperatura.</li> <li>- Mejora de en torno al 5% en la producción anual respecto a módulos no-PERC.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento considerable (40-60%) del precio respecto a la opción convencional.</li> <li>- Limitado número de MW instalados en operación.</li> <li>- Más sensible a la degradación cuando se xpone a muy altas temperaturas (50°C)</li> </ul>
	<b>Bifacial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumento significativo de la irradiancia al recibir también desde la cara trasera, resultando en un incremento de la potencia producida.</li> <li>- Este incremento, llamado “ganancia bifacial” se sitúa entre un 4,2% y un 28% de potencia extra producida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Incremento considerable (40-60%) del precio respecto a la opción convencional.</li> <li>- Limitado número de MW instalados en operación.</li> <li>- Muy dependiente de las características del sitio (albedo)</li> <li>- Diseño y optimización de la planta más complejos.</li> </ul>
Capa fina	<b>CdTe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buena eficiencia entre las tecnologías de capa fina.</li> <li>- Gran número de MW instalados en operación.</li> <li>- Buena respuesta a la temperatura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesidad de un plan de tratamiento de residuos de Cadmio.</li> <li>- Su presencia se ha ido reduciendo con los años y actualmente se limita, principalmente, a EEUU.</li> </ul>
	<b>CIS y CIGS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejor eficiencia que otras tecnologías de capa fina.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coste elevado.</li> <li>- Su eficiencia sigue siendo baja</li> <li>- Prácticamente sin Mercado.</li> </ul>

<b>a-Si</b>	- Muy buena respuesta a la temperatura (Coeficientes de temperatura).	- Coste elevado - Eficiencia muy baja - Sin mercado
-------------	---	---

Tabla 5-2: Análisis de las ventajas y desventajas de las principales tecnologías de módulos fotovoltaicos.

Tras este breve análisis, se evidencia el dominio del silicio cristalino sobre el resto de tecnologías, con una leve presencia de células de Teluro de Cadmio (CdTe) limitada al mercado americano.

Lás células de silicio cristalino (c-Si) pueden ser, a su vez, **policristalinas** (poli-c-Si), cuyo coste de fabricación es menor, a expensas de sacrificar eficiencia en la conversión eléctrica; o **monocristalinas** (mono-c-Si), con un contenido menor de impurezas debido a un proceso de fabricación más complejo y costoso, lo que repercute en su precio final.

Se han destacado dos tecnologías de arquitectura del módulo, no de célula, y como tales pueden encontrarse implementadas con células tanto mono como policristalinas: PERC y Bifacial.

La tecnología **PERC** (*Passivated Emitter Rear Cell*) consiste en colocar una capa reflectante (*Dielectric layer*) antes de la lámina final metálica, de forma que los fotones que no han interactuado y que se perderían al ser absorbidos, son reflejados, permitiendo aumentar la interacción con la unión p-n y, en última instancia, la eficiencia de la célula.

La mejora introducida por los módulos **bifaciales**, por el contrario, se basa en aumentar la irradiancia que llega al panel, al recibir, no sólo la irradiación que ve la cara delantera, sino también la trasera. Esta ganancia extra, conocida como *Ganancia Bifacial*, depende del ratio de irradiancia que es reflejada (condicionada por factores como el albedo, la altura del módulo o la separación entre hileras) y la eficiencia de la conversión de dicha energía en electricidad -bifacialidad, situada en torno al 70-85% de la eficiencia de la cara delantera (Javier Guerrero-Perez, 2018)-.

Existen diversas formas de lograr esta tecnología: ya sea creando una doble unión p<sup>+</sup>-n-p<sup>+</sup> (*Bifacial Doble Junction Cells*), formando una unión homopolar pp<sup>+</sup> o nn<sup>+</sup> en el lado opuesto al que se sitúa la unión heteropolar (*Bifacial Back Surface Field*), o utilizando la pasivación dieléctrica propia de los PERC a la que se le retira la última lámina absorbente. Ésta última es la más extendida comercialmente.

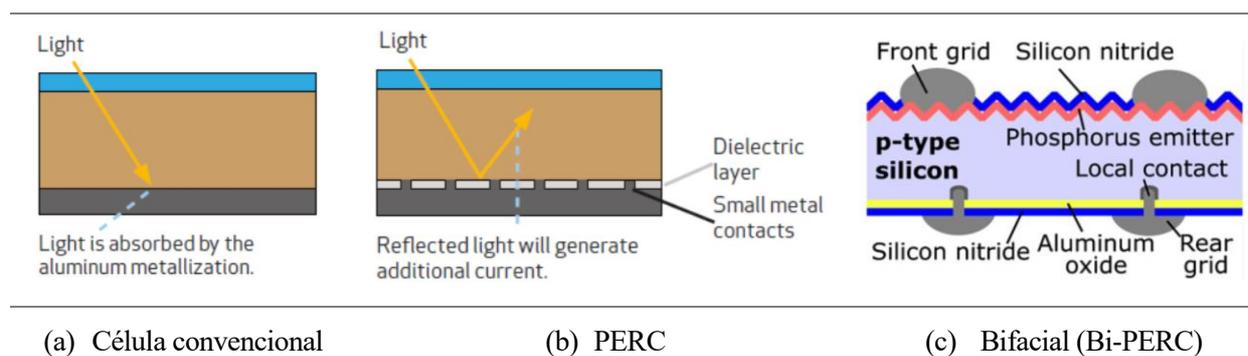


Figura 5-7: Diagrama de las distintas configuraciones de células analizadas. [a, b]: (Tecnosol, 2019) [c]: (Fellmeth & Meier, 2018)

## Estructura

Los módulos se agrupan en hileras que comparten una estructura común. Esta estructura puede ser **fija**, montada con una inclinación óptima que depende de la latitud en la que se instalen; o **móviles**, en cuyo caso reciben el nombre de **seguidores**, pudiendo ser de un único grado de libertad (**1 eje**) o dos (**2 ejes**). Estos últimos requieren de un motor y un sistema de monitoreo, que incluye una estación meteorológica. La Figura 5-8 resume los principales sistemas utilizados actualmente.

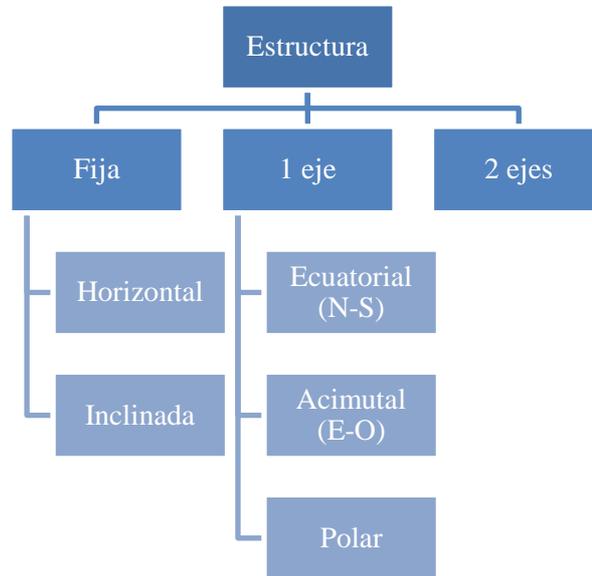


Figura 5-8: Esquema de lo tipos de estructura en función de su grado de libertad.

Los sistemas con seguimiento permiten aumentar el área expuesta a radiación solar. La posición relativa del Sol varía a lo largo del día y del año. En función de las necesidades energéticas, horarias y estacionales, y del destino de la energía, consumo propio o venta en el Mercado, primaremos un tipo de seguimiento sobre el resto. Ver Figura 5-9. Por otro lado, la orientación en la que se instale los módulos fijos determinará, del mismo modo, la producción energética a lo largo del día y del año.

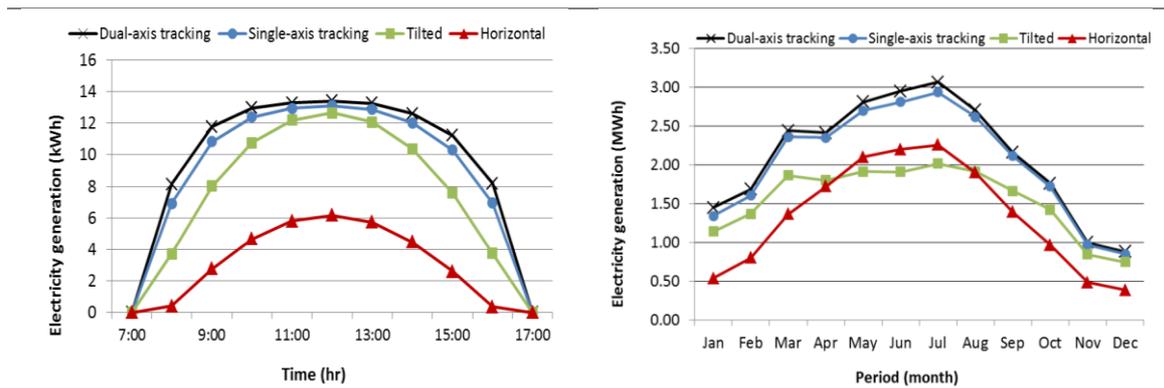


Figura 5-9: Comparativa de la electricidad generada un día despejado de invierno (izq.) y la producida durante el año (dcha.) para un módulo fijo horizontal (rojo), fijo inclinado (verde), con seguimiento en un eje (azul), y con seguimiento en dos ejes (negro)<sup>26</sup>. Localización: *Montreal (45° 30' N, 73° 35' O)*. (Mostafa Mehrtash, 2013)

La Tabla bajo estas líneas analiza las principales ventajas y desventajas de cada tipo de seguimiento. Es importante apuntar que, como ocurre en todos los ámbitos ingenieriles, no existen sistemas mejores o peores, sino que cada uno está diseñado para unos requerimientos determinados.

<sup>26</sup> Los porcentajes de ganancia son muy dependientes de las características del sitio y han de tomarse a modo orientativo.

Tecnología	Ventajas	Desventajas
<b>Fija inclinado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diseño sencillo y bajo coste (~0,08€/Wp).</li> <li>- Requiere poco mantenimiento y es fácil de limpiar.</li> <li>- Gran número de MW instalados en operación durante décadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Irradiancia significativamente menor que en el resto de tecnologías.</li> <li>- La estructura y cimentación ha de ser más robusta para proteger contra fuertes vientos (al no poder colocar los módulos en posición de defensa)</li> </ul>
<b>1 eje</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coste muy inferior a la estructura de dos ejes (~0,10€/Wp)</li> <li>- ~15% más de radiación que la instalación Fija inclinada.</li> <li>- Sistema mecánico y de control más sencillo que el de dos ejes. Menos fallos. Es el más común en grandes plantas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No se pueden instalar en lugares con cierta pendiente.</li> <li>- Un fallo del motor afecta a toda la hilera de módulos.</li> </ul>
<b>2 ejes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ~30% más de radiación que la instalación Fija inclinada.</li> <li>- Mayor flexibilidad a la hora de operar la planta.</li> <li>- Posibilidad de instalación en orografías escarpadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Coste muy elevado (~0,13€/Wp)</li> <li>- 2 motores: mayor probabilidad de fallo y mayor coste de mantenimiento.</li> <li>- Requieren mayor terreno, al girar en 2 ejes.</li> </ul>

Tabla 5-3: Análisis de las ventajas y desventajas de cada tipo de seguimiento. Adaptado de

### **Inversores**

Los inversores son dispositivos electrónicos que transforman la corriente continua (CC) producida en los módulos en corriente alterna (CA) que podrá ser consumida, vertida a la red o almacenada. Constan de dos elementos principales:

- Un **seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)**: Dispositivo CC/CC que permite que el inversor obtenga siempre la máxima potencia posible de los módulos. Controla la tensión o corriente del generador fotovoltaico con independencia de la carga, a través del ciclo de trabajo del convertidor, ajustando la tensión de entrada del inversor a la tensión del Punto de Máxima potencia (MPP) del generador.
- Un **convertidor DC/AC**: Dispositivo que transforma la corriente continua en alterna.

La Figura 5-10 presenta la clasificación general de inversores fotovoltaicos.

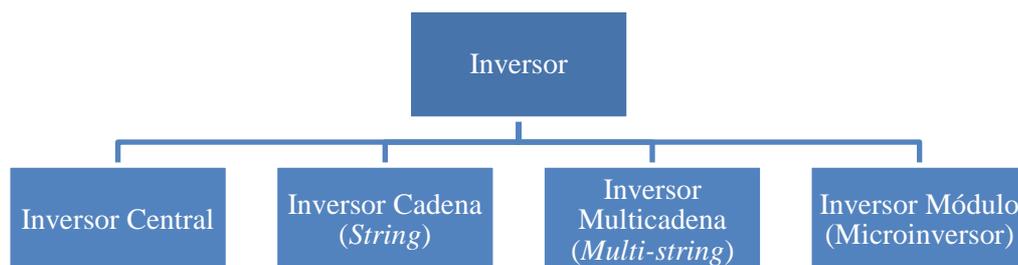


Figura 5-10: Esquema de los principales tipos de inversores.

Uno de los aspectos críticos en cuanto al diseño de una instalación solar es la configuración entre los módulos y el inversor. Cuando varias hileras de módulos que están en distintas condiciones, ya sea debido al sombreado parcial o a su orientación, se conectan a un único inversor, conocido como inversor **Central**, se produce una pérdida de rendimiento significativa.

Para evitarlo existen soluciones como los inversores **Cadena** (*String*), en las que cada hilera de módulos se conecta a un inversor y MPPT distinto, permitiendo que cada una opere a la máxima potencia que establezcan sus condiciones particulares.

Otra solución similar es la configuración **Multicadena** (*Multi-string*), que conecta un MPPT a cada hilera, y posteriormente varias hileras (hasta 12<sup>27</sup>) a un inversor. Esto permite aumentar la potencia del inversor, al conectar varias hileras, sin perder las ventajas de la tecnología *String*.

El caso extremo lo representan los **Microinversores**, dispositivos de muy pequeño tamaño integrados en cada módulo, de forma que cada uno puede tener una orientación independiente, sin necesidad de que las condiciones de la hilera estén equilibradas.

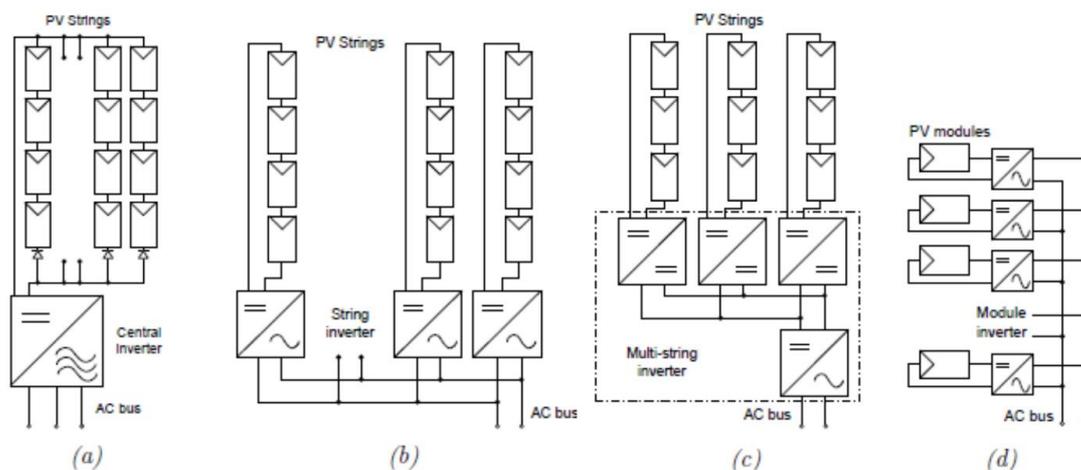


Figura 5-11: Configuraciones de inversores fotovoltaicos: (a) Inversor Central, (b) Inversor Cadena (*String*), (c) Inversor multi-cadena (*Multi-string*) y (d) Inversor Módulo (Microinversor). (Cruz Carrascal, 2012)

Con todo, los inversores Centrales serán útiles siempre que las hileras de módulos trabajen en condiciones muy similares con sistemas optimizados de seguimiento, como en plantas de media o alta potencia. Por el contrario, en instalaciones pequeñas o de integración arquitectónica, los Microinversores permitirán una mayor flexibilidad en cuanto a diseño.

En nuestro caso, nos centraremos en analizar los inversores Centrales, *String* y *Multi-string* por ser los de mayor presencia en el Mercado y potencial de aplicación en el presente estudio.

Siguiendo con la dinámica de esta sección, la Tabla 5-4 resume las principales características de ambos tipos de inversores, mientras que la Tabla 5-5 analiza sus ventajas y desventajas.

<sup>27</sup> Modelo 1.500 Vdc SG250HX de la compañía *Sungrow*, el más potente del mercado a fecha de marzo 2020.

Tecnología	Características técnicas		Operación y Mantenimiento	Mercado (2020) <sup>28</sup>	Precio [€/Wp]
	Potencia [MW]	Eficiencia [%]			
<b>Central</b>	<3,5	99	Un fallo obliga a interrumpir la producción de toda la planta. Necesitan personal cualificado para su reparación.	43%	0,033-0,037
<b>String</b>	0,001-0,010	98-99	Un fallo afecta solo a una hilera. No se necesita personal cualificado, fácilmente reemplazable. Mantenimiento bajo, no necesita ventilación.	10%	0,035-0,04
<b>Multi-string</b>	0,005-3	97-99	Índem String, aunque un fallo en el inversor afectaría a un mayor número de hileras. En función de su tamaño pueden requerir un mayor mantenimiento que los string.	37%	0,037-0,045

Tabla 5-4: Análisis de las principales características de inversores disponibles en el mercado. Elaboración propia a partir de (Moskowitz, 2016), y (Cruz Carrascal, 2012).

Tecnología	Ventajas	Desventajas
<b>Central</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta fiabilidad demostrada: es el más utilizado en plantas fotovoltaicas.</li> <li>- Alta eficiencia debido a su mayor potencia.</li> <li>- Menor inversión inicial.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pérdidas de producción debido a fallos en el seguimiento o a sombras.</li> <li>- Requieren un mayor mantenimiento. (Mayor coste de operación, OPEX)</li> </ul>
<b>String</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mejor seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Mayor adaptabilidad.</li> <li>- Un fallo no interrumpe la producción. Fácilmente reemplazables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesitan un mayor número de cableado y conexiones (aparellaje eléctrico).</li> <li>- Mayor inversión inicial (CAPEX).</li> </ul>
<b>Multi-string</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mayor potencia que un <i>String</i>.</li> <li>- Mejor seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT). Mayor adaptabilidad.</li> <li>- Crecimiento exponencial en el Mercado. Muy buenas expectativas de futuro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pérdida de eficiencia al necesitar 2 etapas de conversión de potencia.</li> <li>- Mayor inversión inicial (CAPEX).</li> </ul>

Tabla 5-5: Análisis de las ventajas y desventajas de las principales tipologías de inversores del mercado

<sup>28</sup> Estimaciones realizadas a finales de 2016 con vistas a 2020. (Moskowitz, 2016)

## Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE)

Por último, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y su evolución en los próximos años serán clave para impulsar la transición energética y la integración de las renovables en el sistema, ya que permiten suministrar energía sin depender de la disponibilidad instantánea del recurso.

Siguiendo la clasificación propuesta por (Jihong Wang, 2014), los sistemas se agrupan en 4 categorías: almacenamiento electroquímico, mecánico, químico y térmico, Figura 5-12. Existen, además, sistemas de almacenamiento eléctrico como los condensadores, supercondensadores (SCES) y susperconductores magnéticos (SMES), pero su rango de aplicaciones queda fuera del presente estudio.

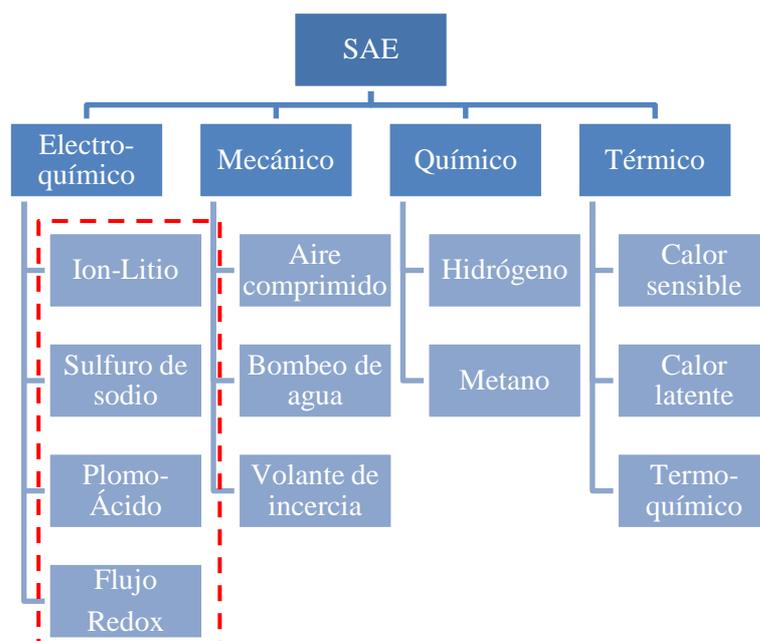


Figura 5-12. Principales sistemas de almacenamiento de energía.

De éstos, el **almacenamiento mecánico** no será analizado por estar limitado a determinadas localizaciones (al depender de la disponibilidad de recursos como el agua o unas características particulares del suelo) o tener un rango de aplicación muy limitado y un coste inicial alto (volante de inercia). A esto hay que sumarle que, en los dos primeros casos, el tiempo de construcción del sistema es muy largo (Kyriakopoulos, 2015) para los objetivos de modularidad y simplicidad que se pretenden imponer en nuestro sistema.

Por otro lado, el **almacenamiento químico**, y en particular, el hidrógeno verde, promete ser el combustible del futuro. Recientemente la Comisión Europea publicó su plan estratégico del Hidrógeno<sup>29</sup>, con el que pretende invertir 10.000 millones de euros en los próximos 10 años con el objetivo de “*reducir sustancialmente los riesgos de los grandes proyectos de hidrógeno*”. Asimismo, existen diversas plantas piloto que utilizan el hidrógeno verde como almacenamiento por toda Europa, pero su aún bajo nivel de madurez comercial y el alto coste de sus componentes nos llevan a descartarlo para el presente análisis.

Por último, el **almacenamiento térmico**, usado mayoritariamente en termosolar, será analizado en la siguiente sección, quedando, por tanto, el almacenamiento electroquímico como único grupo incluido en el análisis.

El **almacenamiento electroquímico** con baterías se caracteriza por tener una alta eficiencia y ser muy portables, lo que permite su instalación en casi cualquier situación geográfica. Se dividen en no recargables (primarias) y recargables (secundarias). Del mismo modo, puede ser convencionales (Ion-Litio, Sulfuro de sodio, Plomo-ácido) o de flujo (Redox).

En las baterías electroquímicas convencionales, el cátodo está separado del ánodo mediante un separador poroso, permitiendo que los iones circulen entre las dos cargas a través de un electrolito. La reacción química produce tensión y corriente, generando energía que puede suministrarse a una carga.

<sup>29</sup> EU Hydrogen Strategy, (8 julio 2020). Disponible en: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf)

En las baterías de flujo el electrolito está almacenado en tanques externos y se bombea por medio de una unidad de reacción central. Se compone de un cátodo y un ánodo mediante el que se carga o se descarga una corriente a la fuente externa de suministro.

La Tabla 5-6 recoge los parámetros más relevantes para las cuatro tecnologías analizadas. Se han omitido otros aspectos como la densidad de energía o la energía específica al no condicionar la selección de nuestro sistema. Del mismo modo, la Tabla 5-7 resume las principales ventajas y desventajas encontradas.

Tecnología	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]	Eficiencia (descarga) [%]	Vida útil		Mercado		Coste	
				[#ciclos 10 <sup>3</sup> ]	[años]	Madurez (Liangzhong Yao, 2016)	[%] <sup>30</sup> (IRENA, 2017)	Potencia [€/kW]	Energía [€/kWh]
<b>Ion-Litio (Li-Ion)</b>	0,005-10 <sup>31</sup>	0,004-10	85-90	1-20	5-16	Comercial	59	810-3600	190-2250
<b>Sulfuro de sodio (NaS)</b>	0,05-8	<0,4	85	2,5-4,5	12-20	Comercial	3	315-2700	270-450
<b>Plomo-Ácido (Pb-A)</b>	0-40	0,001-40	85	0,2-1,8	5-15	Comercial, más madura	3	180-540	45-360
<b>Flujo Redox<sup>32</sup></b>	0,03-3	2	75-82	<12	5-20	Desarrollo	0,5	540-1350	135-900

Tabla 5-6: Comparativa de las principales tecnologías de almacenamiento electroquímico del mercado. Elaboración propia a partir de (Bullich-Massagué, y otros, 2020).

Tecnología	Ventajas	Desventajas
<b>Ion-Litio (Li-Ion)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia y nº de ciclos.</li> <li>- Buen rendimiento en altas potencias.</li> <li>- Gran presencia en el mercado: tecnología más usada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elevado coste.</li> <li>- Aún no se ha caracterizado la degradación a largo plazo.</li> <li>- Impacto social y ambiental asociado a la extracción de litio<sup>33</sup>.</li> </ul>
<b>Sulfuro de sodio (NaS)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta eficiencia y nº de ciclos.</li> <li>- Sin autodescarga, a diferencia del resto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gestión de la temperatura: necesita alcanzar los 300°C para empezar a operar.</li> <li>- Riesgos de seguridad asociados a operar a altas temperaturas.</li> </ul>
<b>Plomo-Ácido (Pb-)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fiable y madura.</li> <li>- Bajo coste y gran número de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajo rendimientos a altas corrientes</li> </ul>

<sup>30</sup> Porcentaje respecto al total de tecnologías de almacenamiento electroquímico.

<sup>31</sup> Existen importantes discrepancias en las fuentes consultadas: algunas hablan de un rango de 0-0,1 (Nikolaidis & Poullikkas, 2018) y otras de 0,005-100 (X. Luo, 2015)

<sup>32</sup> Referidas a Baterías Redox de Vanadio (VRB, Vanadium Redox Battery)

<sup>33</sup> Para ampliar: <https://latinta.com.ar/2020/02/la-revolucion-del-litio-y-su-impacto-socioambiental/>

A)	fabricantes.	de carga/descarga.
		- Bajo nº de ciclos y alta degradación.
<b>Flujo Redox</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alta flexibilidad de diseño: energía y potencia son variables de diseño independientes.</li> <li>- Costes competitivos con Pb-A y mejores prestaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pocos fabricantes, tecnología inmadura.</li> <li>- Rendimiento pobre en procesos de carga/descarga rápida. No recomendable para altas potencias.</li> </ul>

Tabla 5-7. Ventajas y Desventajas de las principales tecnologías de almacenamiento electroquímico del mercado. Adaptado de (Bullich-Massagué, y otros, 2020).

El objetivo del sistema de almacenamiento del presente estudio, tanto para el caso de Chile como el de Ecuador, es el de garantizar el suministro energético de la instalación de OI independientemente de las condiciones meteorológicas.

En este sentido, para aplicaciones de tipo *Capacity firming* en (Bullich-Massagué, y otros, 2020) recomiendan el uso de baterías de flujo, o de Ion-Litio en el caso de necesitar altas potencias. Este último será nuestro caso, dado que el sistema debe satisfacer la alta potencia requerida por las bombas.

El principal problema que presentan este tipo de baterías es el alto coste. Sin embargo, el futuro parece esperanzador: el coste medio en 2011 se situaba en los 900 €/kWh (European commission, 2011), pasando a estar cerca de los 200 €/kWh a finales de 2018, y con unas expectativas para este 2020 cercanas a los 100 €/kWh, de acuerdo con las previsiones de IRENA (IRENA, 2018). Con estos números, las baterías de Ion-Litio seguirán acaparando gran parte del mercado y harán comercialmente viables proyectos en los que el almacenamiento no era, a priori, una opción.

### Resumen y conclusiones

Tras esta revisión del estado del arte de los principales componentes de la instalación fotovoltaica, con vistas a la potencial aplicación a los casos en estudio concluimos que:

- El mercado de **módulos** fotovoltaicos se reparte entre células de silicio monocristalino y policristalino. Las primeras ofrecen una mayor eficiencia, mientras que las segundas son más económicas. Asimismo, existe una penetración creciente de la tecnología PERC, que mejora el rendimiento de la célula, y bifacial., que aumenta la cantidad de irradiancia que llega al panel al aprovechar su cara trasera.
- Las hileras de módulos se agrupan en **estructuras** que pueden tener o no **seguimiento**, que a su vez puede ser de uno o dos ejes. El seguimiento permite aumentar la irradiancia que recibe el panel, siendo el más utilizado en grandes plantas el de un solo eje, ya que el de dos acusa unos costes iniciales y de mantenimiento que, a menudo, no justifican la ganancia extra.
- Por otro lado, los **inversores** pueden ser Centrales, *String*, *Multi-string* o Microinversores. Los primeros se utilizan en grandes plantas en las que los módulos se encuentran en condiciones muy similares. Conforme las condiciones de estas hileras son más cambiantes, se hace necesario el uso de otras soluciones, como los *String* o *Multi-string*. Un caso extremo lo representan los microinversores, donde existe un inversor por cada módulo, permitiendo una gran flexibilidad en el diseño, pero orientado a instalaciones de un tamaño reducido.
- En cuanto a los sistemas de **almacenamiento**, a pesar del prometedor futuro de los sistemas basados en la electrólisis del hidrógeno, el corto y medio plazo estará dominado por las baterías de Ion-Litio en gran parte de las aplicaciones, especialmente en las referidas al presente estudio. Su principal problema, el coste, se ha ido mitigando en los últimos años hasta alcanzar valores cercanos a los 100€/kWh en la actualidad.

### 5.3 Energía solar térmica de concentración (CSP)

La energía solar térmica de concentración vuelve a experimentar un importante impulso tras uno años donde el número de proyectos se ha visto mermado; en parte por la reducción de las ayudas gubernamentales que la habían hecho comercialmente viables años atrás y; en su mayoría, por la exponencial reducción de costes de la fovoltaica, que ha acaparado la mayor parte de la inversión en el sector los últimos años.

Aún con esto, el coste ( $LCOE^{34}$ ) de las plantas comisionadas entre 2010 y 2019 se ha reducido un 47%, pasando de USD 0,346/kWh a USD 0,182/kWh (IRENA, 2020). Sin embargo, observando la Figura 5-13, es fácil deducir que ofrece los precios menos competitivos entre las principales tecnologías renovables, y sus subidas y bajadas demuestran que la tecnología es aún relativamente inmadura, existiendo un amplio margen de mejora, luego ¿Por qué considerarla para nuestro estudio?

La energía termosolar ofrece unas características únicas. Por un lado, el coste del **almacenamiento** de energía térmica es significativamente menor que el de energía eléctrica, y, a pesar de la reducción del precio de las baterías en los últimos años, el margen entre ambas seguirá impulsando el uso de la primera en el medio plazo (IRENA, 2017). Por otro, el uso de termosolar en aplicaciones que requieran un **aporte térmico**, esto es, sin la necesidad de la conversión en electricidad, mejora el rendimiento del proceso y extiende el rango de aplicaciones frente al de la fovoltaica, limitado a la generación eléctrica. Dicho esto, ¿En qué consiste esta tecnología?

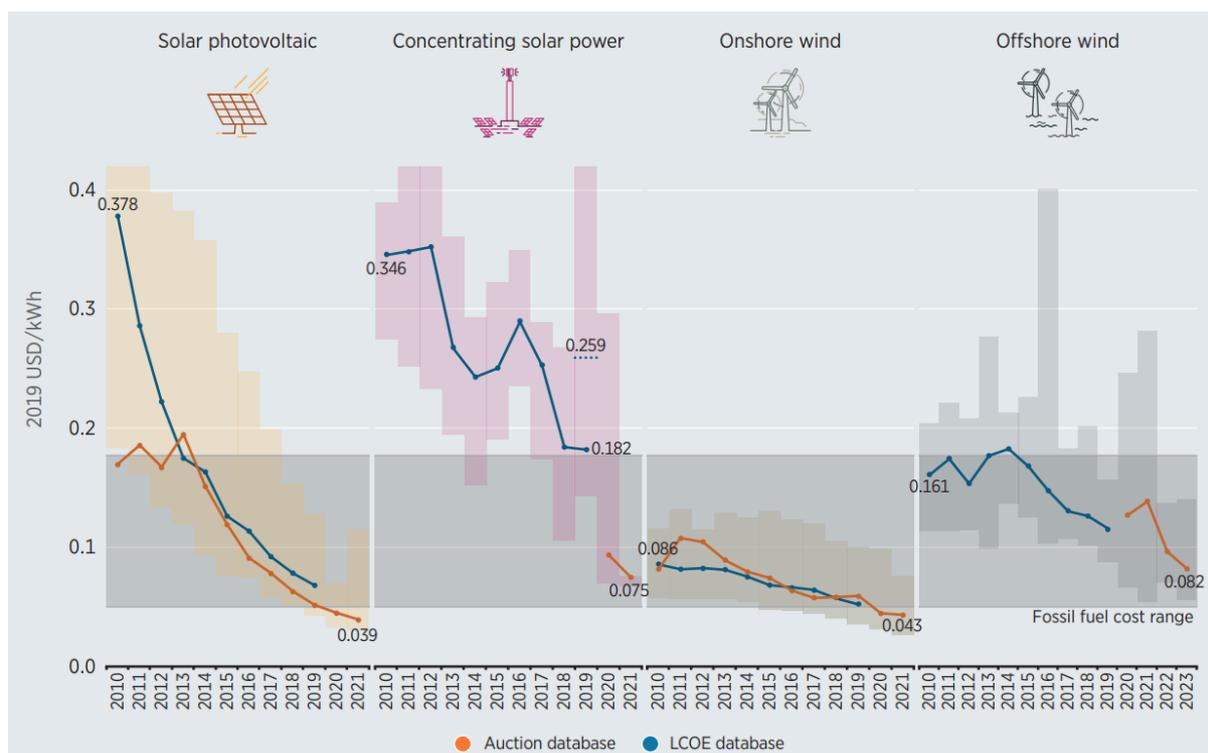


Figura 5-13: Precios de LCOE y PPA-Subasta para distintas tecnologías renovables. (IRENA, 2020)

#### 5.3.1 Descripción de la Tecnología. Fundamentos

La energía solar térmica de concentración (CSP, *Concentrating Solar Power*) transforma la **radiación solar directa** en energía térmica, que puede ser utilizada como **calor de proceso** en la industria, ser convertida en **electricidad** mediante un ciclo de potencia o ser **almacenada**.

Para ello, utiliza unos dispositivos reflectores que permiten redirigir y concentrar toda la radiación solar en un receptor. Éste absorbe la radiación y la transforma en energía térmica de un fluido de trabajo (HTF, *Heat Transfer Fluid*). Existe también la posibilidad de incorporar una caldera auxiliar que cubra picos de demanda o períodos de baja radiación, garantizando así el suministro continuo de nuestra instalación, Figura 5-14.

<sup>34</sup> LCOE, *Levelized Cost Of Energy*. Coste de la electricidad por kWh. Para más información diríjase al Capítulo 7.

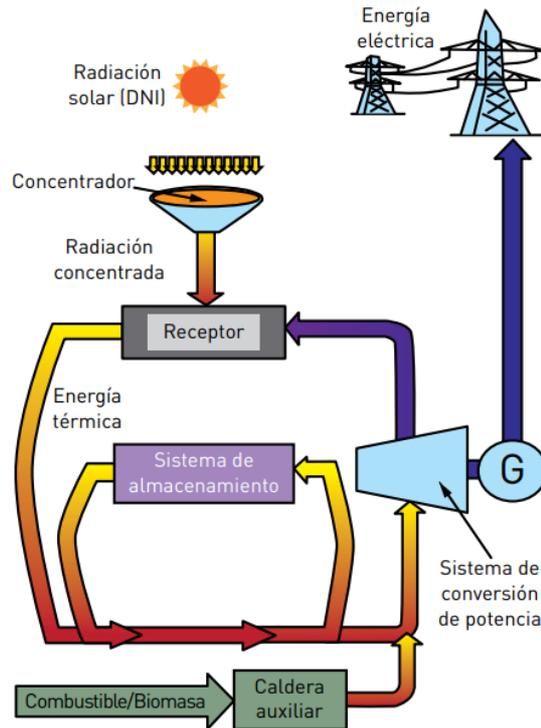


Figura 5-14: Esquema de una instalación solar termoeléctrica con vertido a red. (IDAE, 2011)

### Concentrador

El concentrador es el sistema óptico que redirige los rayos solares hacia el receptor, aumentando el flujo radiante incidente y, por tanto, la temperatura. La concentración puede ser puntual o lineal. Queda caracterizado por la reflectividad espectral de su superficie y por la razón de concentración,  $C_g$ , definida como el área de apertura del concentrador,  $A_a$ , entre el área de apertura del receptor,  $A_r$ .

$$C_g = \frac{A_a}{A_r}$$

Valores altos de este parámetro permiten alcanzar mayores rendimientos globales (incluyendo el ciclo de potencia) así como operar a temperaturas óptimas del absorbedor más altas.

### Receptor

En él tiene lugar la conversión de energía radiante en energía térmica, normalmente mediante el aumento de entalpía de un fluido caloportador que circula por su interior. Dicho fluido puede ser dirigido a un intercambiador de calor, utilizado directamente en el proceso en el que se requiera o ser almacenado.

### Bloque de potencia

El bloque de potencia utiliza la energía térmica que el fluido caloportador ha cedido a un segundo fluido utilizado para el ciclo (normalmente vapor) o incluso el propio fluido caloportador, para accionar una turbina y generar electricidad. Los ciclos termodinámicos escogidos son muy diversos, y por tanto lo serán los motores que utilizan: desde el ciclo *Rankine* (centrales nucleares, térmicas de carbón) el más usado en termosolar, hasta el ciclo *Brayton* (centrales de gas natural) pasando por muchas otras alternativas como el motor *Stirling*, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termosolar con el gas natural (Magaz, 2018).

### Principales configuraciones

La Tabla 5-8 resume las principales ventajas y desventajas de las tecnologías termosolares más utilizadas en la actualidad.

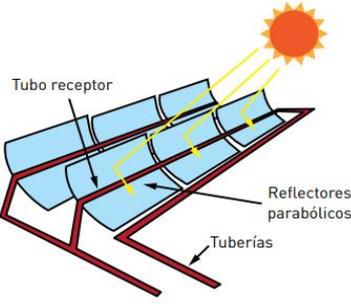
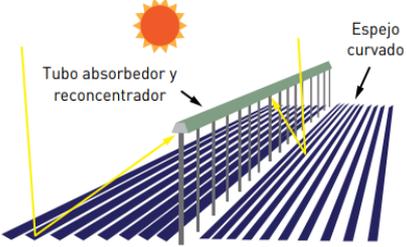
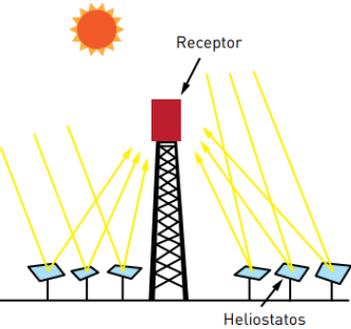
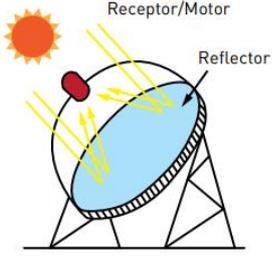
Tecnología	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
<p><b>Cilindro parabólico</b></p> 	<p>Plantas de producción eléctricas conectadas a red. Producción de calor de proceso.</p>	<p>Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar-electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento. Modularidad, menor material requerido.</p>	<p>Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo. Necesidad de terrenos regulares.</p>
<p><b>Lineal de Fresnel</b></p> 	<p>Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas conectadas a red. Producción de calor de proceso.</p>	<p>Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos. Muy alta eficiencia solar alrededor del mediodía solar. Espejos doblados in situ: menor coste y fácil instalación.</p>	<p>Menor eficiencia global debido a su superficie discontinua. Temperaturas de operación moderadas: 250°C en generación de vapor saturado y hasta 400 °C para vapor sobrecalentado (no demostrado). Mayor problemática de sombras.</p>
<p><b>Receptor central</b></p> 	<p>Plantas de producción eléctricas conectadas a red. Producción de calor de proceso a alta temperatura.</p>	<p>Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%) Almacenamiento a alta temperatura Hibridación. Mejor refrigeración en seco</p>	<p>Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas. Inversión inicial elevada.</p>
<p><b>Disco parabólico</b></p> 	<p>Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red.</p>	<p>Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica ~30%) Modularidad, producción sencilla en serie. Capacidad de hibridación. Experiencia operativa.</p>	<p>Eficiencia de combustión baja No hay proyectos de uso comercial a gran escala Fiabilidad por demostrar. Receptor híbrido en proceso de I+D.</p>

Tabla 5-8: Ventajas y desventajas de las principales configuraciones termosolares. (IDAE, 2011) (Magaz, 2018)

### 5.3.2 Estado del arte de la tecnología

De manera similar al análisis realizado en la sección de fotovoltaica, en ésta se se analiza brevemente el estado del arte de las dos tecnologías escogidas para el presente estudio, a saber: cilindro y disco parabólicos, cuya elección queda justificada extensamente en el siguiente capítulo.

#### **Colector Cilindro Parabólico (CCP)**

La tecnología cilindro parabólica cuenta con el mayor número de MW en operación de entre todas las tecnologías CSP, con instalaciones de uso comercial desde los años 80. Se distinguen dos tipos de colectores: los de calor de proceso y los de generación eléctrica. Nos centraremos en los últimos para el presente estudio.

Debido a la forma parabólica del receptor, la concentración en el foco está en el rango de 30 a 100 veces la irradiancia normal. A grandes rasgos, se distinguen los siguientes componentes:

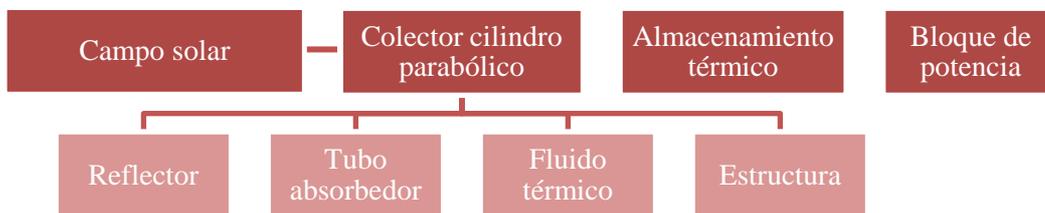


Figura 5-15: Principales componentes de una planta de CCP.

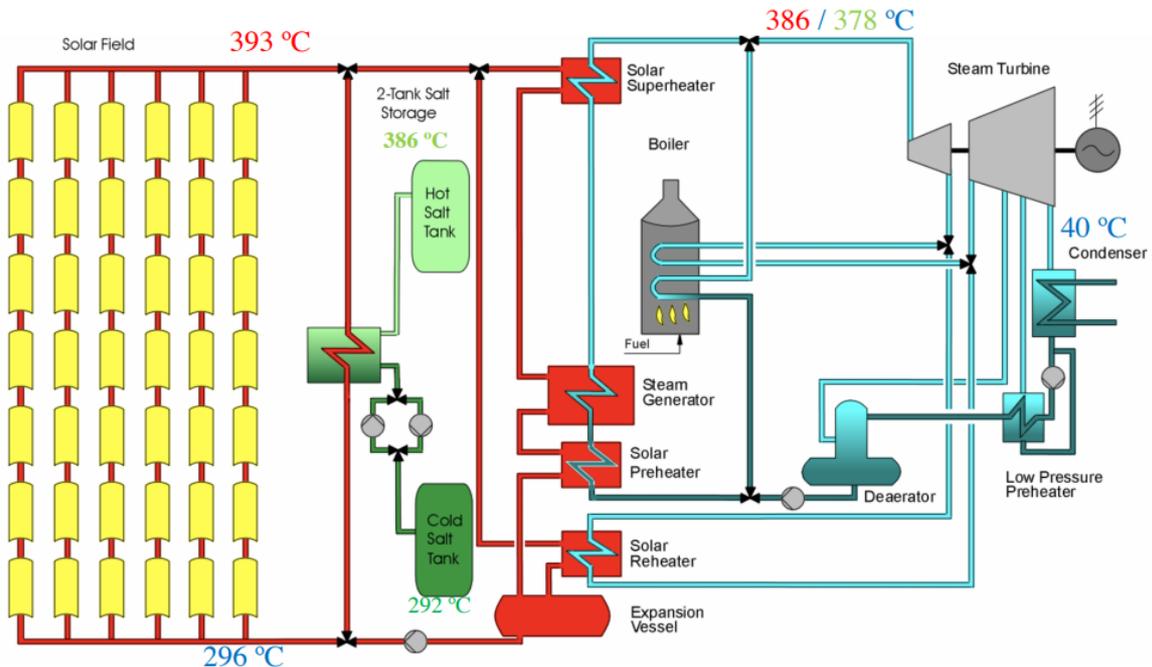


Figura 5-16: Diagrama de una planta de CCP con almacenamiento de sales fundidas.

#### - **Campo solar**

El campo solar constituye el elemento con mayor superficie de la planta termosolar. En él multitud de captadores cilindro-parabólicos son organizados en lazos. Un lazo es el conjunto de colectores que se mueven conjuntamente en torno a un eje horizontal mediante un sistema de seguimiento con el fin de seguir la trayectoria del sol.

El seguimiento del Sol se hace con el objetivo de aprovechar la mayor parte de horas posibles de luz, de forma que la radiación solar llegue lo más perpendicularmente posible al colector y se mantengan en el foco lineal continuamente. Pueden tener seguimiento a dos ejes o a un único eje. Siendo éstos últimos los más utilizados, al ser más robustos, disponer de una tecnología más sencilla y por tanto menor probabilidad de fallo, y tener un coste menor. Al igual que en la planta fotovoltaica, el seguimiento a un eje puede ser Ecuatorial, Acimutal o Polar.

Para colectores grandes, como los modelos *Eurotrough*, los altos pares requeridos para girar el colector obligan a usar mecanismos hidráulicos. En estos mecanismos, una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos, que son los que giran la estructura del colector a lo largo del eje de seguimiento.

#### - **Reflector**

El colector está formado por numerosos espejos cuyo objetivo es reflejar correctamente la radiación incidente hacia la línea focal donde se encuentra el tubo absorbedor.

Además de poseer unas elevadas prestaciones ópticas, es necesario que los espejos posean una elevada durabilidad a la interperie, de manera que no se deterioren con la humedad, las condiciones meteorológicas, etc. Se utilizan películas de plata o aluminio colocadas sobre una capa soporte que le aporta la suficiente rigidez. Las disposiciones más comunes actualmente emplean espejos de vidrio con un recubrimiento de plata, obteniendo un grosor total de entre 3 y 5 mm. En función del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película de plata, se clasifican en espejos de vidrio grueso y espejos de vidrio delgado. La complejidad en los reflectores reside en lograr la forma cóncava adecuada que consiga concentrar la radiación en el punto adecuado.

El tamaño del captador lo determina la aplicación a la que va destinado, de forma que, para aplicaciones industriales pequeñas o medianas de aporte de calor, el tamaño deberá ser más reducidos que para otras, como la generación eléctrica. Es importante que el tamaño no resulte excesivo, ya que el diámetro del tubo absorbedor de un CCP aumenta con el tamaño de la parábola, y con éste el caudal mínimo de fluido de trabajo, que puede acabar excediendo los requerimientos térmicos de la instalación.

Para el presente estudio, es conveniente disponer de un CCP de mayor tamaño, como el *Eurotrough*, el *URSSATrough*, el *SenerThrough* o el *TCP-150*. (Moya, 2016). La Tabla 5-9 recoge dos de los modelos más conocidos.

Estructura	Apertura (m)	Distancia focal (m)	Longitud módulo (m)	Área de espejo (m <sup>2</sup> )	Diámetro receptor (m)	Concentración geométrica	Peso (kg/m <sup>2</sup> )
<i>Eurotrough</i>	5,76	1,71	150	817	0,07	82,1	28
<i>Solargenix</i>	5	1,49	100	470	0,07	71,1	22

Tabla 5-9: Comparativa entre sistema y estructura de distintos modelos de colectores cilindro parabólicos.

#### - **Tubo absorbedor**

El tubo absorbedor constituye uno de los elementos más importantes del sistema y tecnológicamente más complejos. Su función es la de convertir la radiación solar concentrada en su superficie en un aumento de la energía térmica del fluido de trabajo.

Para temperaturas por debajo de los 300°C, puede ser un simple tubo de acero con un recubrimiento (cobalto, cromo...). Sin embargo, las temperaturas habituales de diseño en una central de cilindro-parabólico son superiores, por lo que se utilizan dos tubos concéntricos: el interior de acero con un recubrimiento y el exterior de vidrio. Entre medio se realiza el vacío.

El tubo de acero tiene un recubrimiento para absorber el máximo de la radiación posible y convertirla en energía térmica. El tubo de vidrio tiene función aislante y protectora del recubrimiento, y se le realiza, además, un tratamiento antirreflectante para aumentar el rendimiento óptico.

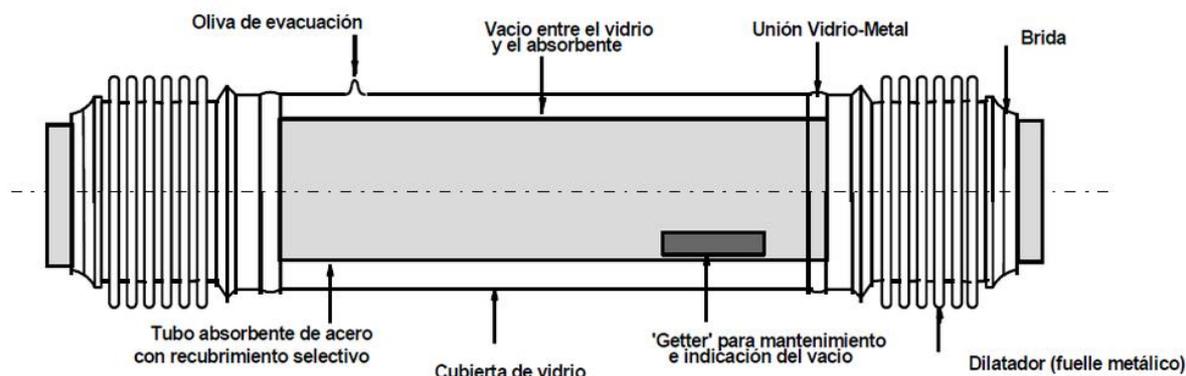


Figura 5-17: Esquema de un tubo absorbedor. (Real, 2011)

### - *Fluido térmico*

Es el fluido que circula por el interior del tubo absorbedor y el encargado de transportar la energía térmica. Los fluidos más comunes son: los Aceites o siliconas sintéticos, Aceites minerales, Sales fundidas, Agua, Líquidos iónicos y Aire u otro gas.

De ellos, los más abundantes son los aceites y siliconas sintéticos debido a sus propiedades, que les permiten trabajar a presiones no muy altas en estado líquido, simplificando la instalación y las medidas de seguridad.

El aceite empleado en las plantas españolas es el **Therminol VP-1** de *Solutia* y el **Dowtherm A** de *Dow Chemical*. Un coste orientativo de este aceite es de 3,44 € el litro (Martínez, 2011). El principal inconveniente de estos aceites es su alta temperatura de congelación (+12°C) que obliga a calentarlo artificialmente en invierno cuando la temperatura ambiente es baja y no existe radiación solar directa.

Otra posibilidad sería la utilización de **sales fundidas**. Su uso tendría la ventaja, que se podría almacenar directamente sin necesidad de necesidad de intercambiadores de calor. Pero tiene el inconveniente de que hay que asegurar que no se solidifica en ningún punto. Por ello su uso comercial no se ha realizado todavía.

La **generación directa de vapor** (GDV) sería otra posibilidad, pero la complejidad técnica al producirse el cambio de fase dentro de los tubos ha hecho que no haya en la actualidad ninguna planta comercial cilindro-parabólica que genere vapor directamente, pero si existen plantas piloto de I+D que están ensayando esta tecnología.

La Tabla 5-10 recoge las principales características de los citados fluidos térmicos.

	<b>Aceites sintéticos</b>	<b>Sales fundidas</b>	<b>GDV</b>
<b>Temperatura máx. de operación</b>	400°C	500-520°C	480-500°C
<b>Presión del sistema</b>	30-40 bar	10-20 bar	60-120 bar
<b>Corrosión en tubo absorbedor</b>	No	-	No
<b>Principal inconveniente</b>	Estabilidad del fluido	Congelación	Alta presión, peso

Tabla 5-10: Características principales de los fluidos térmicos. (Martínez, 2011)

- **Estructura y cimentación**

La estructura es el elemento soporte del colector, y su objetivo principal es dar la rigidez suficiente al conjunto de elementos que lo componen para soportar las cargas de viento. La gran mayoría de las estructuras en este tipo de tecnología son metálicas y deben instalarse acopladas a la cimentación de hormigón armado.

Actualmente se están llevando a cabo investigaciones para desarrollar estructuras más baratas y ligeras mediante fibra de vidrio o materiales plásticos. Estos deben ser sencillos de montar/desmontar, para posibles trabajos de mantenimiento y tener buena resistencia al viento.

La

Tabla

5-11 ilustra el comportamiento ante cargas de flexión y torsión de tres diseños de estructura.

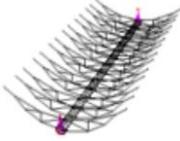
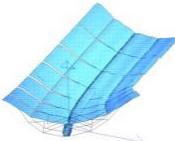
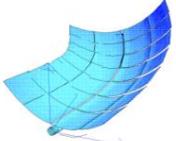
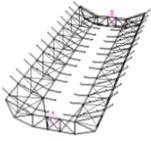
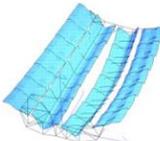
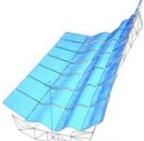
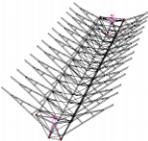
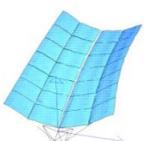
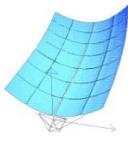
Diseño		Resistencia a flexión	Resistencia a torsión
Torque tube (tubo)			
LS3			
Torque box (caja)			

Tabla 5-11: Disposiciones más comunes de las estructuras de CCP. (Michael Geyer, 2002)

- **Almacenamiento térmico**

El almacenamiento térmico es, junto con la hibridación (mediante una caldera auxiliar), el elemento que permite que la planta sea “gestionable”, esto es, que no dependa de la disponibilidad de radiación para suministrar potencia.

El sistema de almacenamiento está formado por la red de intercambiadores, los tanques de almacenamiento y el fluido almacenador, normalmente sales fundidas. Asociado a los intercambios de calor existen unas pérdidas térmicas inevitables, que no deben superar el 5% de la energía almacenada.

Los intercambiadores constituyen los elementos más costosos del sistema, y donde existe mayor margen de mejora. En una planta de tecnología cilindro-parabólica existen 3 intercambiadores: el intercambiador aceite-sales, el intercambiador sales-vapor, y el intercambiador aceite-vapor. Este último produce un vapor de mayor calidad que el intercambiador sales-vapor.

Si suponemos que el proceso alimentado energéticamente demanda una potencia térmica constante (línea roja), y el campo solar ha sido diseñado correctamente, las áreas de superávit de energía deben equiparar a las horas deficitarias, garantizando así un suministro constante de potencia, Figura 5-18.

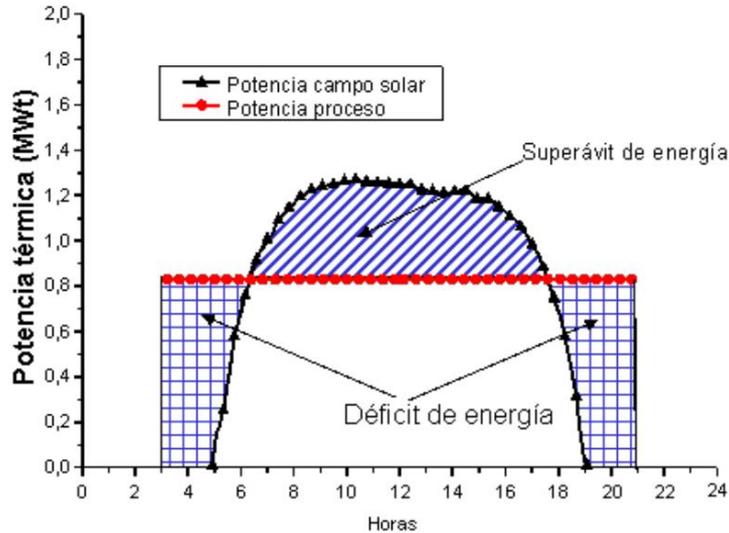


Figura 5-18: Potencia térmica producida por el campo solar y demandada por el proceso. (Moya, 2016)

#### - *Bloque de potencia*

Para el bloque de potencia, encargado convertir la energía térmica del fluido en mecánica del eje, y ésta, en eléctrica, se emplea una turbina de vapor adaptada a los requerimientos de la tecnología termosolar. Acoplado a la turbina, se instala un alternador para generar la energía eléctrica a partir de la mecánica.

Las turbinas son máquinas diseñadas, en general, para trabajar a regímenes de operación continuos y estables, lo que en buena medida condiciona su durabilidad. En este sentido, la operación y el mantenimiento son claves, especialmente el uso del almacenamiento térmico que garantice cierta estabilidad a la turbina. Adicionalmente, existe la posibilidad de regular algún tipo de almacenamiento en forma de aceite o vapor para los transitorios de muy corta duración (nubes, días no claros, etc.) pero de efecto inmediato.

#### **Sistemas de Disco Parabólico (SDP): El Disco Stirling**

Por su parte, el sistema disco parabólico (SDP), como su nombre indica, está compuesto por una superficie concentradora de forma parabólica capaz de concentrar la componente directa de la radiación solar sobre el foco geométrico de dicha superficie. En el foco se sitúa un elemento capaz de aprovechar la energía térmica alcanzada en esa zona. Normalmente este elemento convierte la energía térmica incidente en energía mecánica a través de un motor *Stirling*, cuya salida es aprovechada por un alternador para generar energía eléctrica. Aunque ésta ha sido la principal aplicación, es posible aprovechar dicha energía térmica para otras aplicaciones como generar vapor directamente o utilizarlo como calor de proceso (Blázquez Carnerero, 2011).

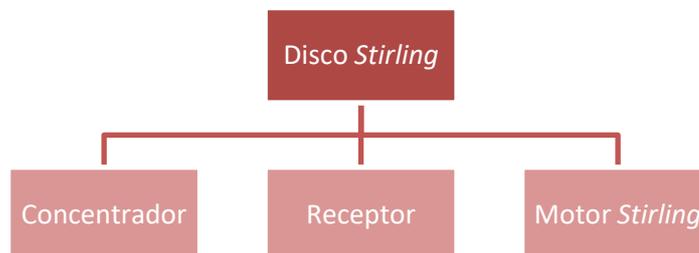


Figura 5-19: Principales componentes de un sistema de Disco *Stirling*.

Los sistemas de disco *Stirling* han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ( $f/D = 0,6$ ), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 % (Losada, 2009). La Figura 5-20 muestra un esquema de los principales componentes de un sistema de Disco *Stirling*.

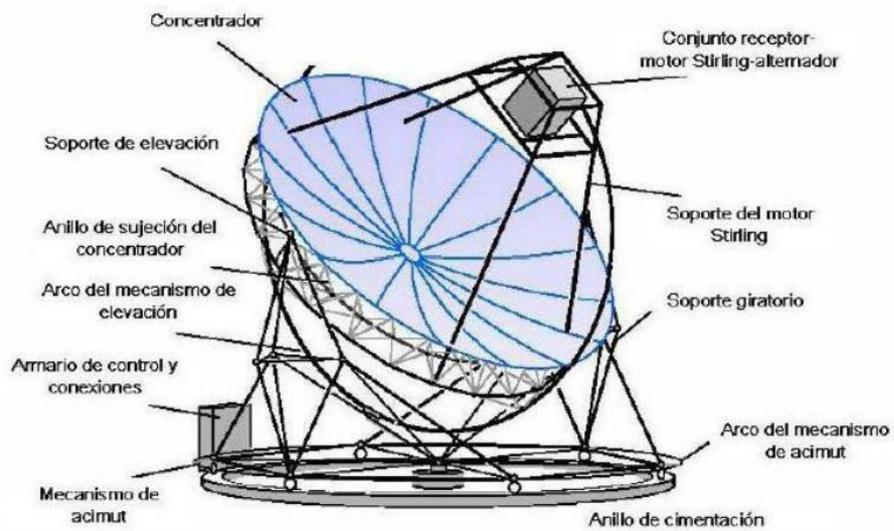


Figura 5-20: Esquema de un sistema de disco parabólico (*Eurodish*). (Blázquez Carnero, 2011).

# 6 DISEÑO CONCEPTUAL DE LA PLANTA SOLAR

---

Realizado el análisis del estado del arte, en este capítulo se prediseñará la instalación solar que cubrirá la demanda energética ligada tanto al tratamiento de aguas como al resto de faenas mineras.

Para cada uno de los casos prácticos analizados, se considerará un diseño basado en tecnología fotovoltaica, otro en CSP, y, en el caso que aplique, un escenario híbrido. En todos ellos, y en base al análisis del estado del arte del Capítulo 5, se seleccionarán justificadamente las tecnologías más convenientes para, posteriormente, simular la producción de la planta y realizar un análisis financiero.

## 6.1 Metodología

El objetivo de este capítulo no es el de diseñar la instalación solar de una mina en concreto, sino diseñar un caso lo más representativo posible de la industria, con idea de conseguir valores realistas y característicos de costes y rendimiento, para, así, esclarecer la viabilidad tecnoeconómica de este tipo de aplicaciones en la actualidad.

Todas las simulaciones se llevarán a cabo en el *software* SAM v.2020.2.29 (*System Advisor Model*) desarrollado por el Laboratorio de Energías Renovables de EE. UU. (NREL, *National Renewable Energy Laboratory*).

En primer lugar, se estima el rango de potencia eléctrica más representativo de la *Gran Minería del Cobre* chilena y de la Minería Artesanal y de Pequeña Escala de Ecuador.

### 6.1.1 Perfil de demanda

#### Chile

Para el primer caso, a partir de los informes de COCHILCO, Figura 2-3, se obtiene que las grandes minas de cobre (100-900 MTMF/año) consumen entre 15-55 GJ para producir una tonelada métrica fina (TMF), de los que aproximadamente la mitad corresponden a energía eléctrica, y de ésta, el 8% se destina a Servicios. Esto equivale a un rango de 200-2000 GWh de energía eléctrica al año, estando la mayoría de yacimientos en la franja baja. Por otro lado, las minas de cobre operan de forma ininterrumpida las 24 horas del día todo el año, por lo que la demanda de potencia es constante.

Con todo, se supondrá que la producción es de 150.000 TMF al año, con una demanda eléctrica de 10 GJ/TMF, equivalentes a 438 GWh que, suponiendo una operación ininterrumpida, corresponden, aproximadamente, a 50 MW de potencia demandada.

#### Ecuador

En Ecuador se supondrá que la planta alimenta uno de los centros de procesamiento del oro, explicados en el Capítulo 2: *Energía y Agua en la mina*. Dado que no existe información suficiente sobre los consumos unitarios de energía, supondremos directamente una potencia de 0,5 MW.

A diferencia del caso anterior, la demanda de potencia es intermitente, ya que estos centros suelen operar algunas horas durante el día, y es común que no se procese material los fines de semana y festivos. Por tanto, los requerimientos energéticos en este caso serán más laxos, y nos limitaremos a establecer una cota inferior de energía mensual de 90 MWh, equivalentes a 6 horas de funcionamiento al día a la potencia establecida de demanda.

Por último, la instalación puede estar o no conectada a red. Para el caso de Ecuador, se asumirá que ésta es aislada, ya que los yacimientos se encuentran en zonas semi selváticas de orografía escarpada y poca infraestructura. Por su parte, en Chile se pueden dar ambos casos, dependiendo de la cercanía de la mina con el punto de conexión. La Tabla 6-1 recoge todas las consideraciones anteriores.

Caso	Operación	Producción (ud./año)	Consumo eléctrico (GJ/TMF)	Demanda eléctrica (GWh/año)	Potencia elegida (MW)	Conexión a red
Chile, Cobre	Ininterrumpida, 24 horas todo el año	150.000 TMF	10	438	50	Sí/No
Ecuador, Oro	Intermitente, solo de día.	10-100 kg	-	1,25-1,6; >90MWh/mes	0,5	No

Tabla 6-1: Perfil de demanda energética de los casos en estudio.

### 6.1.2 Selección de escenarios

Para la selección de los escenarios se ha tenido en cuenta tanto el perfil de demanda anterior, como el recurso solar, a pesar de que este último, por comodidad de lectura, se ha dispuesto en el siguiente apartado. La Tabla 6-2 resume los escenarios planteados.

País	Escenario	Tecnología	Almacenamiento	Grupo de respaldo	Innovaciones
Chile	1, PV	Bifacial	Baterías, Ion-Litio LTO	No	Bifacial flotante
Chile	2, CSP	CCP	Térmico, Sales fundidas	Caldera de Biomasa	Calor de proceso en faena minera, Tratamiento del residuo salobre
Chile	3, PV+CSP	Bifacial + CCP	Térmico, Sales fundidas	No	Escenario 1+2
Ecuador	1, PV	mono-c-Si	No	No	-
Ecuador	2, CSP	Disco <i>Stirling</i>	No	No	-

Tabla 6-2: Resumen de los escenarios planteados.

#### Chile

La consideración o no de la tecnología **bifacial** debe ser analizada detalladamente y estará determinada, principalmente, por el albedo, además de otros factores como la potencia total instalada, y el coste del terreno, al requerir una separación mayor entre hileras. En el caso de Chile; considerando que el terreno semidesértico tiene un albedo del 30%; que la potencia es significativa y, por tanto, existe reducción de precios por economías de escala; y por último, que el coste del terreno es bajo al ser grandes parcelas rurales aisladas; se considera la opción más favorable.

Por otro lado, la elección de la tecnología **cilindro-parabólica** frente a la de torre central se debe principalmente a la madurez, mayor sencillez tecnológica y modularidad, que ofrece la primera respecto a la segunda, así como una instalación en menor tiempo y unos requisitos de capital ligeramente menores. La instalación de una caldera auxiliar de biomasa de respaldo permite garantizar una gestión completa de la demanda de forma renovable.

Ambos escenarios se plantean con almacenamiento para cumplir los requisitos de demanda. Dado el menor coste de almacenamiento térmico frente al electroquímico, se plantea un escenario **híbrido** que utilice la fotovoltaica como fuente principal durante el día, y el resto se cubra con almacenamiento de sales fundidas.

## Ecuador

Por su parte, en las condiciones descritas para Ecuador no tendría sentido un módulo bifacial. Si lo tendría, en cambio, un módulo monofacial de **silicio monocristalino (mono-c-Si)** que opera de forma eficiente en condiciones de baja radiación y de una fracción alta de difusa, como es el caso, ver Tabla 6-17.

En la elección de la tecnología termosolar, hablar de plantas de potencia, ya sean de torre o cilindroparabólicas, en un contexto de limitados recursos económicos, poca potencia instalada y baja radiación directa, carece de sentido. En su lugar, el disco parabólico con un motor de ciclo *Stirling* permite factores de concentración muy elevados y fácil instalación en terrenos inclinados.

Además de los escenarios planteados, al final de cada uno se propondrán tecnologías recientes con poca implantación comercial recogidas en la literatura que se consideran opciones interesantes para el futuro.

### 6.1.3 Simulación. Parámetros analizados

Los parámetros calculados en SAM serán los siguientes:

- **Producción anual y mensual neta** (GWh)
- **Factor de capacidad** (%): también llamado factor de planta, es el cociente entre la energía real generada por una central eléctrica durante un año y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.
- **Demanda cubierta** (%): porcentaje de horas, sobre el total anual, al que la planta suministra una potencia igual o superior a la que se ha establecido como demanda de nuestro sistema.
- **Rendimiento energético** (kWh/kWp): relación entre la energía anual neta producida (AC) y la potencia nominal (DC) de la instalación en las condiciones de referencia, expresadas en kWp.
- **CAPEX** (\$): del inglés “*Capital expenditure*”, conjunto de partidas de gasto que constituyen la inversión inicial, incluyendo la adquisición de los equipos y su montaje (costes directos) así como la adquisición del terreno, la ingeniería o el pago de impuestos (costes indirectos).
- **CAPEX por capacidad** (\$/W<sub>dc</sub>): inversión inicial por potencia instalada (DC).
- Coste normalizado de la Energía, **LCOE** (c\$/kWh):

$$LCOE (nominal) = \frac{C_0 + \frac{\sum_{n=1}^N C_n}{(1 + d_{real})^n}}{\frac{\sum_{n=1}^N Q_n}{(1 + d_{real})^n}} \quad (Ec 6.1)$$

Donde:

$Q_n$  [kWh]: Electricidad generada por el Sistema el año  $n$ . Se ve afectada por la degradación que se establezca en cada caso y, por tanto, no es un valor constante.

$N$  [ $N^\circ$  años]: Período de análisis definido en los parámetros financieros. Se establece en 25 años para todos los casos.

$C_0$  [\$]: Costes de capital.

$C_n$  [\$/año]: Costes de operación y mantenimiento anuales.

$d_{real}$ : tasa de descuento definida en los parámetros financieros ajustada a la inflación, que se asume en un 0,5% anual.

- **Área** (km<sup>2</sup>): Superficie ocupada por el campo solar.

## 6.2 Caso Práctico 1: Chile, Minería a Gran Escala

La mina escogida para este primer caso, de ahora en adelante: *Mina Chile*, se ubica en la II Región (Antofagasta, región minera por excelencia), a 165 km al norte de la ciudad de Antofagasta y a una altitud de 1.272 metros sobre el nivel del mar. La Compañía ficticia produce concentrado de cobre mediante el proceso de flotación de mineral sulfurado y cátodos de cobre mediante los procesos de lixiviación de mineral oxidado de baja ley.

**Latitud:** 22°16' 25,70"S

**Longitud:** 69°34'1,69" O

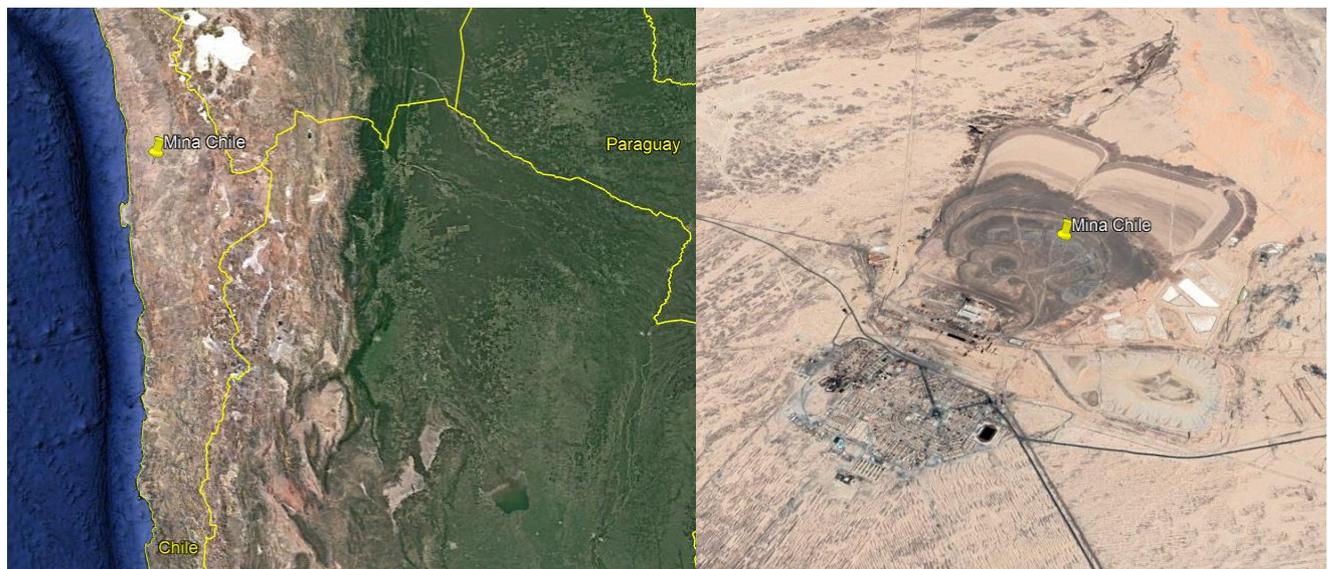


Figura 6-1: Vista satélite de *Mina Chile*, Chile. *Google Earth Pro*.

La Figura 6-2 recoge las tecnologías analizadas en cada escenario para esta localización. Los colores claros indican propuestas que no serán ejecutadas en este estudio.

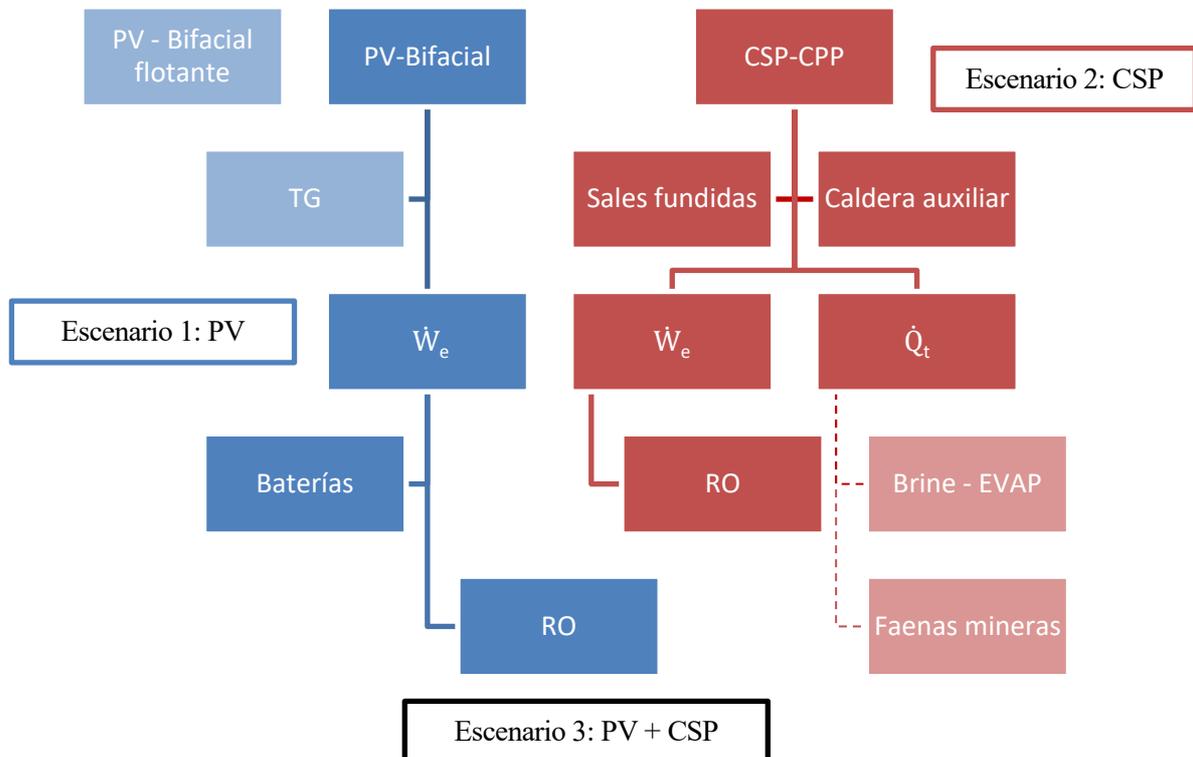


Figura 6-2: Esquema de las tecnologías propuestas en los distintos escenarios. Chile.

### 6.2.1 Caracterización del recurso solar

Los datos del año típico (TMY, *Time Meteorological Year*) que caracterizan el recurso solar han sido obtenidos del *software* meteorológico *Meteonorm v.7*. Los valores de GHI y DNI, así como los principales parámetros meteorológicos se muestra en la Tabla 6-3.

La radiación global (GHI) se mantiene muy alta durante todo el año, con una proporción de directa muy elevada, lo que indica un índice de claridad también elevado, o, en otras palabras, poca nubosidad. La evolución a lo largo del año de la DNI, DHI y temperatura ambiente media se refleja en la Figura 6-3. Con todo, las condiciones se plantean muy favorables para la instalación de una planta solar.

Por su parte, el albedo es también muy elevado. Este valor ha sido el único calculado de manera independiente, ya que *Meteonorm* lo calcula en función de la profundidad de nieve, por lo que, si no existe nieve alguna, asigna un valor de 20% por defecto. Como ya se ha comentado, el albedo es un parámetro importante para el módulo fotovoltaico bifacial y para captar su evolución a lo largo del año se van a utilizar valores alternativos de albedo medidos por satélite.

En concreto, se utilizan valores del albedo de cielo azul (*White Sky Albedo*, WSA) y el albedo de cielo negro (*Black Sky Albedo*, BSA) del producto MCD43A3 del espectrómetro MODIS (NASA), ponderados con la fracción de difusa (DHI/GHI) de *Meteonorm* para obtener el conocido como albedo de cielo azul. Al valor que estimamos de 30% por defecto se le aplica la evolución mensual de estos valores, obteniendo nuestro albedo definitivo. Para más información acerca del procedimiento seguido consulte el ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile.

Mes	Radiación		Parámetros meteorológicos			
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	Albedo	Ta (°C)	RH (-)	FF (m/s)
<b>Enero</b>	9,17	8,62	30,00%	24,30	80,87	4,44
<b>Febrero</b>	8,94	8,18	30,17%	24,30	79,74	3,70
<b>Marzo</b>	8,61	7,24	30,39%	23,00	63,45	3,84
<b>Abril</b>	8,58	6,26	31,20%	21,00	66,35	3,70
<b>Mayo</b>	7,92	5,22	32,12%	19,20	53,75	2,89
<b>Junio</b>	7,53	4,67	31,79%	17,40	61,82	3,57
<b>Julio</b>	8,09	5,01	32,09%	16,90	60,79	3,75
<b>Agosto</b>	8,47	5,79	32,53%	17,20	50,97	3,53
<b>Septiembre</b>	10,30	7,22	32,42%	18,60	67,17	4,42
<b>Octubre</b>	10,30	8,20	31,32%	19,60	60,66	4,70
<b>Noviembre</b>	10,93	9,07	30,68%	21,30	75,45	4,84
<b>Diciembre</b>	10,27	8,96	30,24%	22,80	76,25	4,37
<b>Promedio</b>	9,09	7,04	31,25%	20,47	66,44	3,98

Tabla 6-3: Radiación y parámetros meteorológicos, Chile. *Meteonorm v.7* y *MODIS*

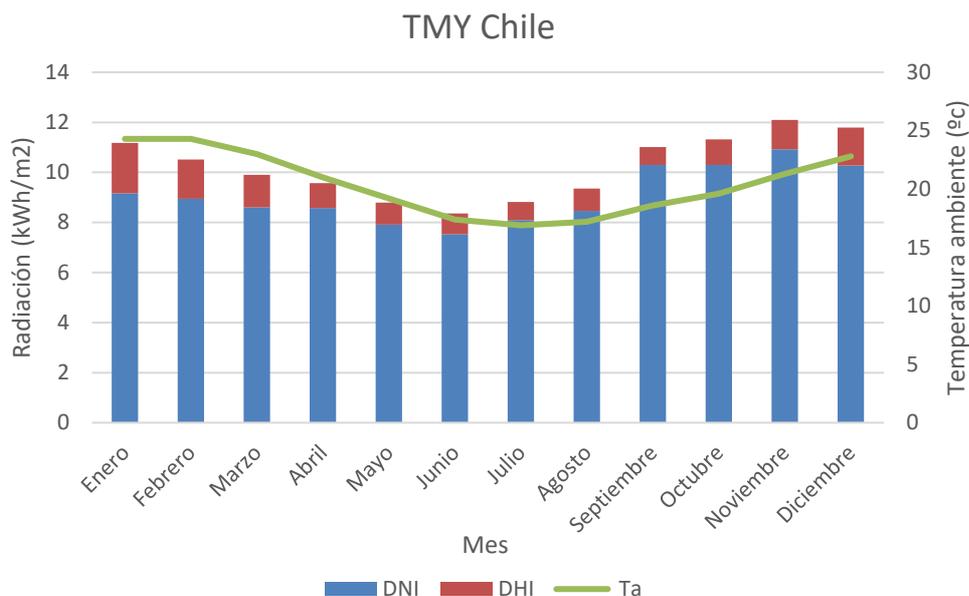


Figura 6-3: Valores de DNI, DHI y temperatura ambiente, Chile. *Meteonorm v.7*

## 6.2.2 Escenario 1: PV -Bifacial con almacenamiento

Los valores de albedo obtenidos son introducidos manualmente en el *software*.

Se ha escogido un **módulo** de silicio monocristalino (mono-c-Si) de tecnología Bifacial PERC del fabricante chino Jinko Solar, **JAM72D09 380**. El módulo ofrece una garantía lineal de 30 años, cumple todas las principales normativas internacionales de certificación, posee una alta bifacialidad y buena respuesta a la temperatura, ver Tabla 6-4. La corrección por temperatura se ha realizado mediante el método NOCT.

Por su parte, se ha escogido un **inversor** tipo central del fabricante americano Power Electronics modelo FS3225M, con una corriente máx. por MPPT de 3543,8 A<sub>DC</sub>, una aceptable eficiencia europea<sup>35</sup> de 97,014% y una potencia nominal de 3,36 MW<sub>AC</sub>.

La instalación se dimensiona con una **ratio DC/AC** (Potencia campo solar/Potencia inversor) de 1,19 y una potencia en el lado de alterna de 50,509 MW<sub>AC</sub>.

Se asume **seguimiento** en 1 eje con *backtracking* y GCR (*Ground Coverage Ratio*) 0,2 para maximizar ganancia bifacial (Javier Guerrero-Perez, 2018).

<b>Modelo</b>	JAM72D09 380
<b>Tipo</b>	Mono-c-Si, Bifacial PERC, 72 (6x12) células
<b>Potencia máxima, Pmax (Wp)</b>	380
<b>Voltaje; Intensidad en Punto máx. potencia</b>	40,02 V, 9,5 A
<b>Eficiencia del panel (%)</b>	19,1
<b>Bifacialidad</b>	70%

<sup>35</sup> Eficiencia de operación promedio sobre una distribución de energía anual correspondiente al clima de Europa Central.

<b>Coef de temperatura Pmax, <math>\gamma</math> (%/°C)</b>	-0,37
<b>Degradación (1<sup>er</sup> año; resto) (%)</b>	2,5; 0,5

Tabla 6-4: Principales parámetros del módulo Jinko Solar **JAM72D09 380**.

El análisis de **pérdidas** se desglosa en la Tabla 6-5. Se considera que la limpieza del módulo será correcta y regular y las pérdidas por suciedad serán del 1,5 %. Las pérdidas por *mismatch* de los inversores de esta clase se sitúa en el 0,5%, las pérdidas óhmicas en el lado de continua son del 1%, mientras que para el lado de la alterna se estiman en 0,05%. Para el resto se mantienen los valores por defecto.

Por su parte, las **pérdidas** correspondientes a la **cara bifacial** (3,4%) son la suma de la suciedad (1,5%), *mismatch* (0,4%) y sombreado, que, considerando una estructura de doble marco (*2-in-Portrait*), se estiman en (1,5%).

<b>Pérdidas por ensuciamiento (%)</b>	1,5
<b><i>Mismatch</i> (%)</b>	0,5
<b>Pérdidas cableado DC (%)</b>	1
<b>Pérdidas cableado AC (%)</b>	0,05
<b>Error en seguimiento (%)</b>	0
<b>Error <i>nameplate</i> (%)</b>	0
<b>Error cara trasera bifacial (%)</b>	3,4

Tabla 6-5: Pérdidas establecidas para el sistema.

La **degradación** de la planta se iguala a la de los módulos al ser estos principales componentes de la instalación. Por otro lado, el coste de los módulos bifaciales se estima en 0,33 \$/Wp, en el rango bajo del estudio de mercado realizado.

No se consideran incentivos y la gestión de energía se realiza en modo uniforme (*uniform dispatch*).

El resto de costes y parámetros financieros se desglosan en el Anexo II.

En una primera simulación, **sin sistema de almacenamiento**, se obtiene coste muy competitivo de la energía de tan solo 3,53 c\$/kWh, para una inversión inicial de 59,613 Millones de \$, un factor de capacidad del 33,1% y un total de 2.898 horas pico (kWh/kWp).

Sin embargo, la instalación, como era de esperar, no cumple con los requisitos de demanda energética descritos, ya que, ni satisface la potencia demandada, ni hace lo propio con la energía mensual, Figura 6-4.

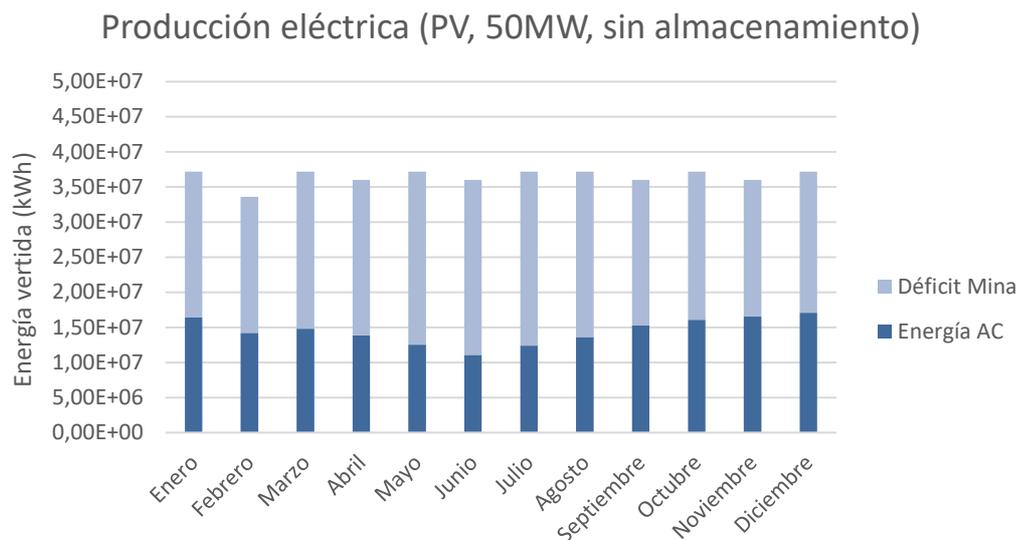


Figura 6-4: Perfil de generación de la planta y demanda energética mensual de la mina. (PV, 50 MWac, sin almacenamiento), Chile.

Por ello, será necesario instalar un sistema de almacenamiento con las condiciones establecidas :14 horas de funcionamiento a la potencia pico (50MW) que suma una capacidad de 700 MWh, lo que obliga a sobredimensionar el campo solar.

Para el **dimensionamiento del sistema de almacenamiento**, que irá en el lado de la corriente alterna, se siguen las indicaciones de (Bullich-Massagué, y otros, 2020), que, para este tipo de aplicaciones (*Capacity firming*) de alta potencia, recomienda el uso de baterías de Ion-litio. Dentro de este grupo, se ha seleccionado las baterías de Litio-Titanato (LTO) por ser las que mayor vida útil presentan, por su excelente capacidad de operar a altas potencias y su buena estabilidad térmica, a pesar de su coste ligeramente superior al resto de tecnologías de su clase (IRENA, 2017). En este sentido, el coste del inversor se asume de 0,04 \$/Wp y el de las baterías de 250 \$/kWh y 900\$/kW, de capacidad y potencia, respectivamente.

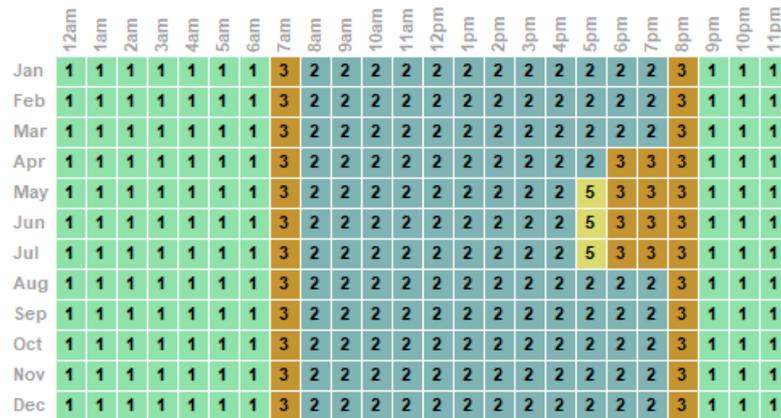
Por otro lado, se acota el estado de carga (SOC, *State of Charge*) entre el 15% y el 95%.

El sistema se dimensiona para que, en el mes más desfavorable, Junio, opere a 50 MW durante al menos 6 horas al tiempo que carga las baterías. Tras una serie de simulaciones en las que se buscaba el valor óptimo de la potencia instalada y del sistema de gestión de las baterías (Figura 6-5), se ha obtenido un tamaño el campo de 150 MW<sub>DC</sub> (149,996), que, con una ratio DC/AC de 1,9, resulta en 124,591 MW de potencia instalada.

La Tabla 6-6 resume el diseño empleado, mientras que los principales parámetros de producción se recogen en la Tabla 6-7.

<b>Potencia instalada AC (MW)</b>	124,591
<b>Número de módulos</b>	394.728
<b>Número de inversores</b>	37

Tabla 6-6: Diseño del sistema fotovoltaico con almacenamiento.



Período	Carga	Descarga (% capacidad)
1	No	90
2	Sí	No
3	Sí	70
5	Sí	10

Figura 6-5: Gestión óptima del sistema de almacenamiento de la planta fotovoltaica a lo largo del año, Chile, PV.

<b>Producción anual neta (GWh)</b>	415,032
<b>Factor de capacidad (%)</b>	31,6
<b>Demanda cubierta (%)</b>	81,4
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	2.767
<b>LCOE (c\$/kWh)</b>	9,73
<b>CAPEX (\$)</b>	418.478.527
<b>CAPEX por capacidad (\$/Wac)</b>	3,359
<b>Área<sup>36</sup> (km<sup>2</sup>)</b>	3,887

Tabla 6-7: Principales resultados de la simulación de la planta fotovoltaica con almacenamiento. Chile, PV

La Figura 6-6 muestra la distribución de los costes de capital de los que el 81% corresponde a costes directos. La partida más importante es el almacenamiento, que copa el 54,76% de la inversión inicial, seguida de los módulos con un 11,83% del total. Por otro lado, la partida más grande de los costes indirectos corresponde a los impuestos (11,48%).

<sup>36</sup> Se ha tomado un GCR bajo para aumentar la ganancia bifacial, considerando que el coste del terreno minero es muy bajo. El GCR (*Ground Coverage Ratio*) describe la ratio entre el área total ocupada por los módulos y el área total de la instalación. A mayor GCR, la separación entre hileras de módulos será menor, y viceversa.

### Distribución del CAPEX

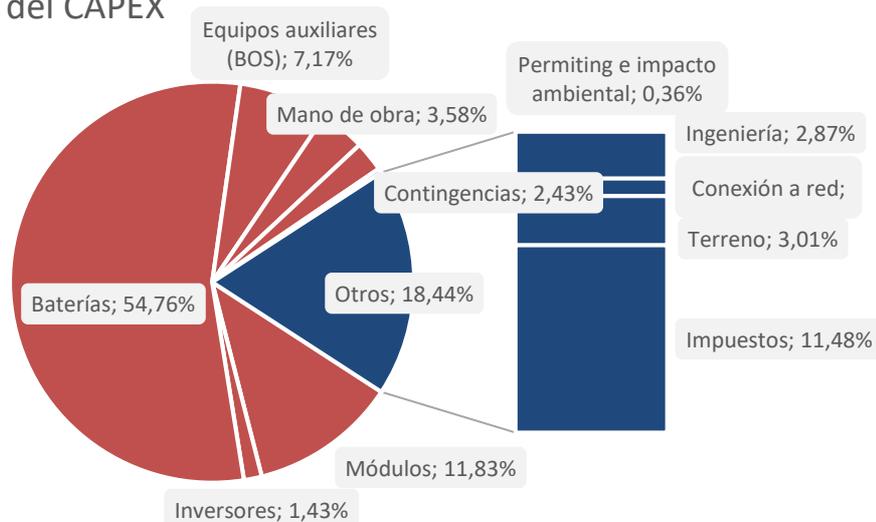


Figura 6-6: Distribución de los costes de capital. Escenario 1, Chile.

Con todo, el sistema diseñado no satisface las condiciones de demanda de potencia las 24 horas como se pedía, ya que para conseguirlo sería necesario sobredimensionar en exceso tanto el sistema, como la capacidad y potencia de las baterías, saliéndonos de las limitaciones impuestas. En este sentido, se deben hacer dos puntualizaciones.

En primer lugar, los meses de menor radiación (mayo, junio, julio), no se vierte apenas energía en las primeras horas del día, y la que es vertida no lo hace a la potencia requerida, como muestra la Figura 6-7.

Por otro lado, en el resto de meses, además del efecto anterior, se produce el caso contrario en las horas de mayor radiación del día, esto es, se vierte energía a una potencia mayor a la demandada.

La Figura 6-8 representa los valores mensuales de ambos efectos: la “energía útil”, es decir, la energía producida a la potencia requerida; la “energía extra”, entendida como aquella producida a más potencia que la demandada; y el déficit, energía extra que ha de ser inyectada al sistema para que éste opere en las condiciones de potencia demandadas durante todo el día.

### Junio - Mes más desfavorable

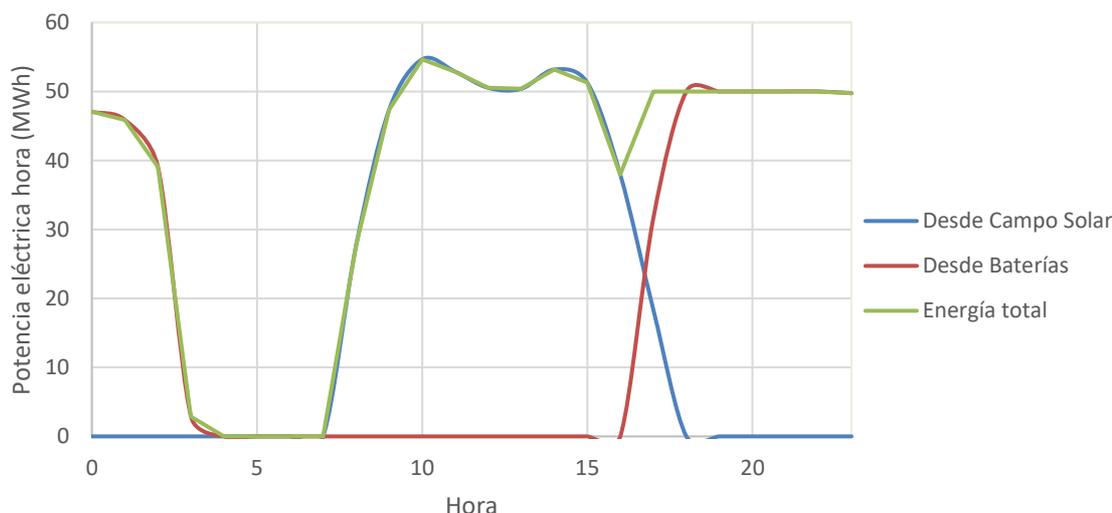


Figura 6-7: Perfil horario de producción del sistema fotovoltaico para Junio, Chile.

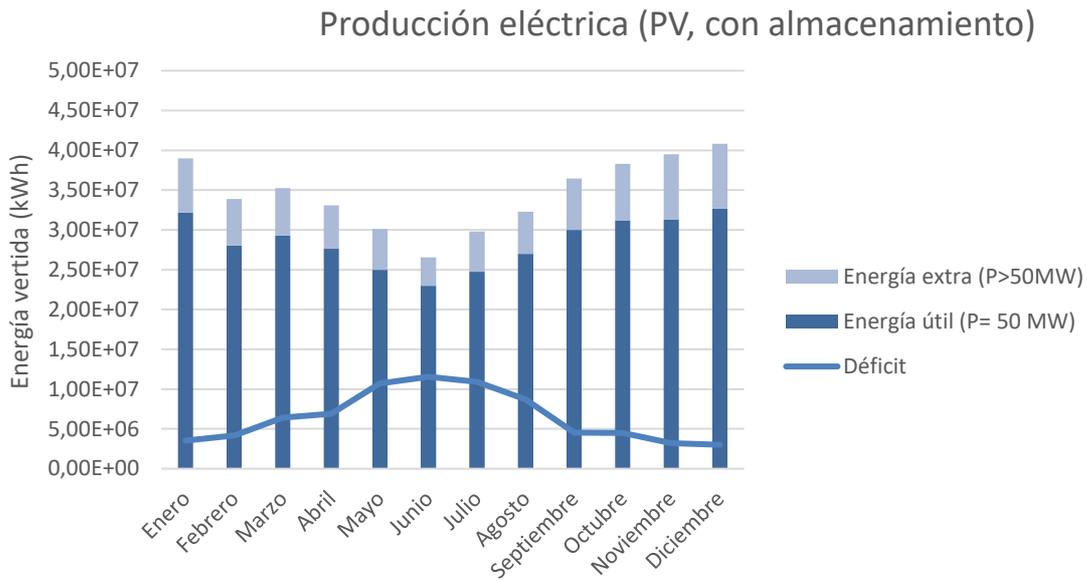


Figura 6-8: Perfil de generación de la planta fotovoltaica con almacenamiento y Déficit respecto a la demanda de la mina. Chile, PV.

Para el cálculo del coste de la energía (LCOE) se ha supuesto que esta energía extra generada se ha consumido de forma aprovechable, y que, por tanto, no es perdida. En el caso de que la mina estuviese cercana a un punto de conexión a red (en el caso de Chile, al SEN -Sistema Eléctrico Nacional-) esta energía extra podría ser vertida a esta misma para ser vendida en el mercado o acordada a un precio estable de venta por medio de un PPA.

Por otro lado, si la instalación estuviese conectada a red, la energía restante para cubrir la demanda energética (*Déficit* en Figura 6-8) se obtendría directamente de ésta. En el caso de que fuese una mina aislada cuya conexión a red no fuese viable, se suelen utilizar grupos electrógenos alimentados por diésel, y, para más potencia, turbinas de gas.

Por último, aunque aún muy reciente, el desarrollo de la fotovoltaica (bifacial) flotante es muy prometedor, también para el sector minero, y creemos se debe considerar como una opción de futuro. La implantación de módulos bifaciales en cuerpos de agua permite obtener un albedo muy alto (al controlar la reflectividad de los flotadores) y aumentar la refrigeración de los paneles, lo que aumentaría la producción, así como evitar las pérdidas de agua por evaporación y ahorrar en terreno. Todo ello hace muy atractiva su implantación en relaves o balsas utilizadas en procesos mineros.

### 6.2.3 Escenario 2: CSP- Colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento de sales fundidas

Para el escenario 2 se opta por una planta de colectores cilindro- parabólicos con un sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas. Se plantea, también, una alternativa en la que se incluye una caldera auxiliar de biomasa que permita respaldar y asegurar un suministro continuo para los casos en los que la instalación no esté conectada a red.

La Tabla 6-7 muestra los principales parámetros del campo solar.

Campo solar	
Múltiplo solar	Valor que optimizar
Punto de diseño DNI (W/m <sup>2</sup> )	950
Temperatura entrada lazo HTF (°C)	293

<b>Temperatura salida lazo HTF (°C)</b>	391
Ciclo de potencia	
<b>Potencia eléctrica bruta (MWe)</b>	55
<b>Potencia eléctrica neta (MWe)</b>	50
<b>Rendimiento térmico del ciclo (%)</b>	35,6 <sup>37</sup>
Almacenamiento térmico	
<b>Horas de almacenamiento en punto de diseño (hr)</b>	14

Tabla 6-8: Principales parámetros del sistema. Escenario 2, Chile.

A partir de la función de distribución de la radiación directa se escoge una radiación en el punto de diseño de 950 W/m<sup>2</sup>.

Por otro lado, las tablas bajo estas líneas muestran los valores introducidos para los costes de capital y operación y mantenimiento, respectivamente.

El resto de parámetros, tanto del campo solar y sistema, como financieros quedan desglosados en el ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile.

<b>Mejoras en el emplazamiento (\$/m<sup>2</sup>)</b>	20
<b>Campo solar (\$/m<sup>2</sup>)</b>	157
<b>Sistema HTF(\$/m<sup>2</sup>)</b>	64
<b>Almacenamiento energía térmica(\$/kW-t)</b>	71
<b>Planta de potencia (\$/kWe)</b>	1041
<b>Balance de planta, BOP (\$/kWe)</b>	120
<b>Contingencias (% sobre costes directos)</b>	7
<b>Terreno (\$/acre)</b>	10.000

Tabla 6-9: Principales costes de capital directo e indirecto.

<b>Coste fijo anual (\$/año)</b>	0
<b>Coste fijo anual por capacidad (\$/(kW-año))</b>	48
<b>Coste fijo anual por generación (\$/MWh)</b>	3

Tabla 6-10: Costes unitarios de operación y mantenimiento.

<sup>37</sup> Turchi, Craig S. "Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modelling with the Solar Advisor Model (SAM)," NREL/TP-550-47605, July 2010.

Con los parámetros ya introducidos, se procede a realizar una serie de simulaciones que buscan minimizar el coste de la energía, LCOE, sin descuidar la inversión inicial. El parámetro a **optimizar** será el **múltiplo solar**, definido como el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido de trabajo en el punto de diseño y la potencia térmica requerida por el sistema turbina-generador.

El valor inicial será de 2, y el final de 5. Se establecen incrementos de 0,1, por lo que el número total de simulaciones es de 30. La Figura 6-9 muestra los resultados obtenidos.

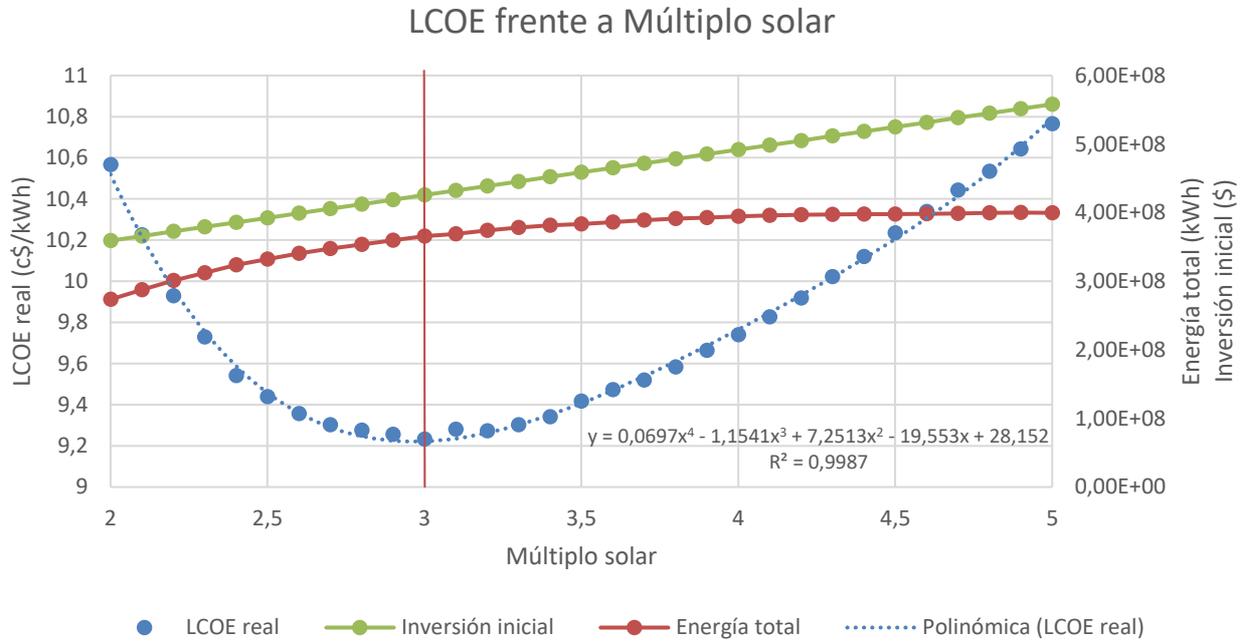


Figura 6-9: Optimización del múltiplo solar. Chile, CSP

Un múltiplo solar de 3 minimiza el LCOE, dando un coste de 9,233 c\$/kWh. Obtenido el diseño óptimo, se simula para este valor del múltiplo. La energía generada por mes puede verse bajo estas líneas.

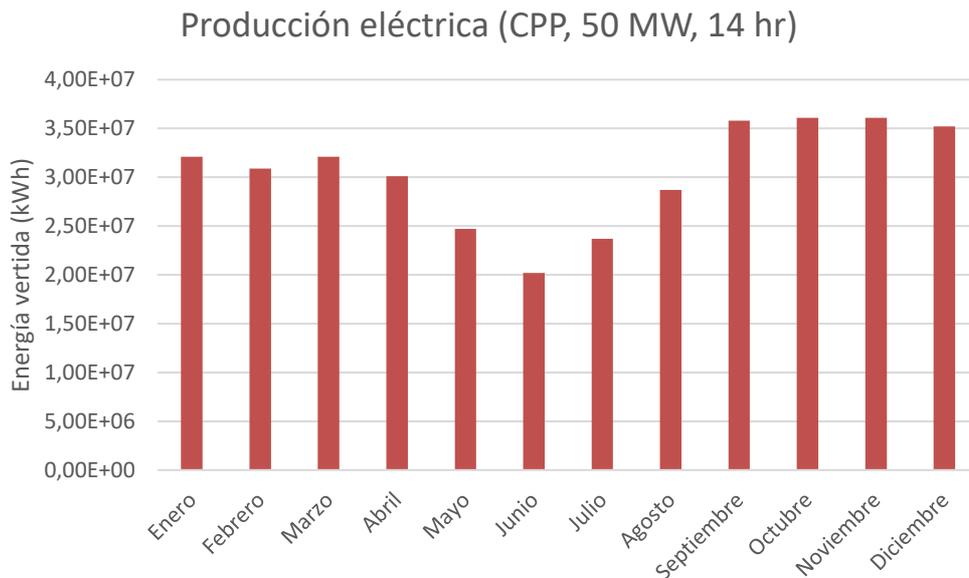


Figura 6-10. Perfil de generación de la planta. Chile, CSP

Los parámetros de producción analizados se recogen en la Tabla 6-11. Se obtiene una producción energética anual de 365,68 GWh a un muy alto factor de capacidad del 84,3%, debido en parte al gran número de horas de

almacenamiento del sistema. El Rendimiento energético obtenido es también muy alto, mientras que el coste de capital se sitúa en la franja alta de precios.

Nótese que se ha añadido el consumo de agua anual. Lo cierto es que, a pesar de haber seleccionado refrigeración por aire, a costa de perder rendimiento en el sistema y únicamente para ahorrar agua, el lavado de los reflectores, especialmente exigentes en zonas semidesérticas con gran cantidad de partículas en el aire, llevan a un consumo de agua de 62.102 m<sup>3</sup> al año.

<b>Producción anual neta (GWh)</b>	365,685
<b>Factor de capacidad (%)</b>	84,3
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	7.388
<b>LCOE (c\$/kWh)</b>	9,233
<b>CAPEX (\$)</b>	396.206.432
<b>CAPEX por capacidad (\$/W<sub>ac</sub>)</b>	7,924
<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	2,509
<b>Consumo agua anual (m<sup>3</sup>)</b>	62.102

Tabla 6-11: Principales resultados de la simulación de la planta de Colectores cilindro parabólicos con almacenamiento. Chile, CSP.

A pesar del muy alto factor de capacidad logrado, las condiciones de faena minera nos exigen un 100%, esto es, cubrir la potencia pico durante todas las horas del año. Para lograr este objetivo, se propone instalar una caldera auxiliar de biomasa.

La Biomasa es una fuente consolidada en Chile que cubre el 3% de la generación eléctrica del país y un 25% de la energía requerida en procesos industriales, siendo su potencial de crecimiento aún muy alto. Aunque la mayoría de recursos de combustible se centran en la zona central y sur, existen zonas explotables cercanas a Antofagasta (Altamirano, 2015).

Tras un análisis de las opciones existentes en el país (John O’Ryan Surveyors, 2016) se ha seleccionado la biomasa forestal y, en particular, los *pin chips de Eucaliptos* por ser los que mejor relación coste-Poder Calorífico presentaban. Sus principales características se indican en la tabla bajo estas líneas.

<b>Biomasa (Tipo)</b>	Forestal, <i>pin chips Eucaliptos</i>
<b>PCI (MWh/BDMT<sup>38</sup>)</b>	4,61
<b>Contenido en humedad (%)</b>	43,99
<b>Coste (\$/BDMT)</b>	140,64

Tabla 6-12: Propiedades de la Biomasa forestal seleccionada (John O’Ryan Surveyors, 2016) y caldera elegida (Aldomá, 2010).

En general, las plantas termosolares que utilizan la biomasa como respaldo se aprovechan de la misma para elevar la temperatura del fluido térmico y así mejorar la eficiencia del ciclo. En nuestro caso, sin embargo, supondremos que opera únicamente para garantizar la potencia establecida, cuando ésta no pueda ser satisfecha

<sup>38</sup> BDMT, Bone Dry Metric Tone: tonelada métrica (1.000 kg) de astillas secas (0% humedad).

por el campo solar, con una eficiencia total de conversión térmica a eléctrica igual a la de CSP, esto es, 35,6%.

Para calcular la biomasa necesaria:

1. Se calcula la Energía eléctrica necesaria que deberá aportar la biomasa,  $E_{e\text{ biomasa}}$ , como la diferencia entre la potencia producida de media cada hora  $i$  el día  $n$  por la instalación solar ( $P_{CSP\ i,n}$ ) respecto a la potencia nominal  $P_N$  (50MW) para todo el año, siempre que la primera sea menor que ésta última.

$$E_{e\text{ biomasa}} = \sum_{n=1}^{365} \sum_{\substack{i=1 \\ P_{CSP\ i,n} < P_N}}^{24} P_N - P_{CSP\ i,n}$$

2. Suponiendo un rendimiento total del 35,6%, se calcula la energía térmica necesaria. Con ésta, y haciendo uso de los datos de PCI y se aproxima la cantidad de biomasa necesaria al año.

$$\eta = \frac{E_{e\text{ biomasa}}}{E_{t\text{ biomasa}}} = \frac{E_{e\text{ biomasa}}}{PCI \cdot \eta \cdot m_{\text{biomasa}}}$$

Se obtiene que son necesarios 78,96 GWh eléctricos al año, equivalentes a 2221, 81 GWh térmicos, que suponen un total de 48.116, 146 BDMT de biomasa seca (48,116 millones de kilos). Tomando un contenido en humedad del 43, 99% (John O’Ryan Surveyors, 2016) , el montante total es de 69.282 toneladas al año.

Los resultados de la producción conjunta pueden observarse en la Figura 6-11.

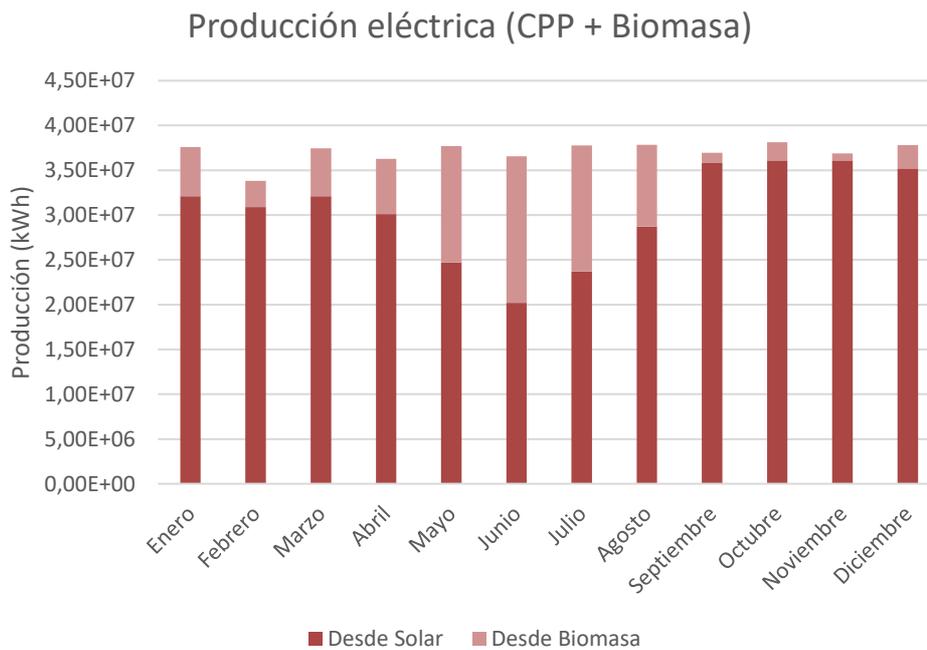


Figura 6-11: Producción eléctrica mensual conjunta del sistema CSP + Biomasa.

La energía eléctrica total es de 444,666 GWh, cuya producción está repartida irregularmente entre solar y biomasa a lo largo del año, llegando a cubrir ésta última cerca de la mitad de la producción (44,7% y 37,2%) en los meses de junio y julio, respectivamente. En términos globales, la electricidad producida desde el campo solar es el 82% frente al 18% de la producida por biomasa.

Por otro lado, se obtiene un factor de capacidad del 101%, lo que a priori parece ilógico, pero se explica por el modo de operación de la turbina que se ha establecido, en el que en los meses de septiembre a diciembre ésta opera un 5% por encima de su capacidad nominal durante las horas centrales del día. Con este factor se garantizan un suministro a la potencia nominal durante todo el año.

Para la aproximación de los costes de capital (CAPEX) y de la energía (LCOE) se ha seleccionado un modelo comercial de caldera, en particular el modelo RRK 6-7M de BINDER, de 8 MW térmicos. Para cubrir la potencia

térmica se necesitan 18 unidades, que suman un total de 1.171.350 \$ incluyendo gastos de montaje (Aldomá, 2010), ver Tabla 6-13. Se han supuesto nulos tanto los costes de operación y mantenimiento (OPEX), más allá del coste de adquisición del combustible, como la degradación anual.

<b>Modelo</b>	<b>Caldera BINDER, RRK 6-7M (\$)</b>
<b>Potencia térmica (kW/ud)</b>	8.000
<b>Precio (\$/ud)</b>	65.075
<b>Unidades</b>	18
<b>CAPEX Bioamasa (\$)</b>	1.171.350
<b>OPEX Biomasa (\$/año)</b>	6.767.054

Tabla 6-13: Caldera seleccionada y coste asociado (Aldomá, 2010).

Partiendo de los mismos parámetros financieros del escenario anterior (tasa de descuento nominal de 0,060275), el LCOE resultante de la energía, según la Ec 6.1. es de 8,628 c\$/kWh, un valor cercano al de solar. El resumen de los principales parámetros obtenidos se recoge en la Tabla 6-14.

<b>Producción anual neta (kWh)</b>	444.666.294
<b>Demanda cubierta (%)</b>	100,00
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	8.893
<b>CAPEX (\$)</b>	397.377.782
<b>LCOE, biomasa(c\$/kWh)</b>	8,628
<b>LCOE, csp+biomasa(c\$/kWh)</b>	9,121

Tabla 6-14: Resultados simulación sistema conjunto CSP con almacenamiento + Caldera Biomasa.

Por último, analizando el perfil medio horario para el mes más desfavorable, Junio, se observa que se garantizan los 50 MW las 24 horas del día, Figura 6-12. Durante las horas centrales del día y parte de la tarde la energía proviene del campo solar, mientras que a partir de las 16:00 se hace uso del almacenamiento térmico (TES) y del respaldo de biomasa. Las primeras horas del día se producen íntegramente con biomasa.

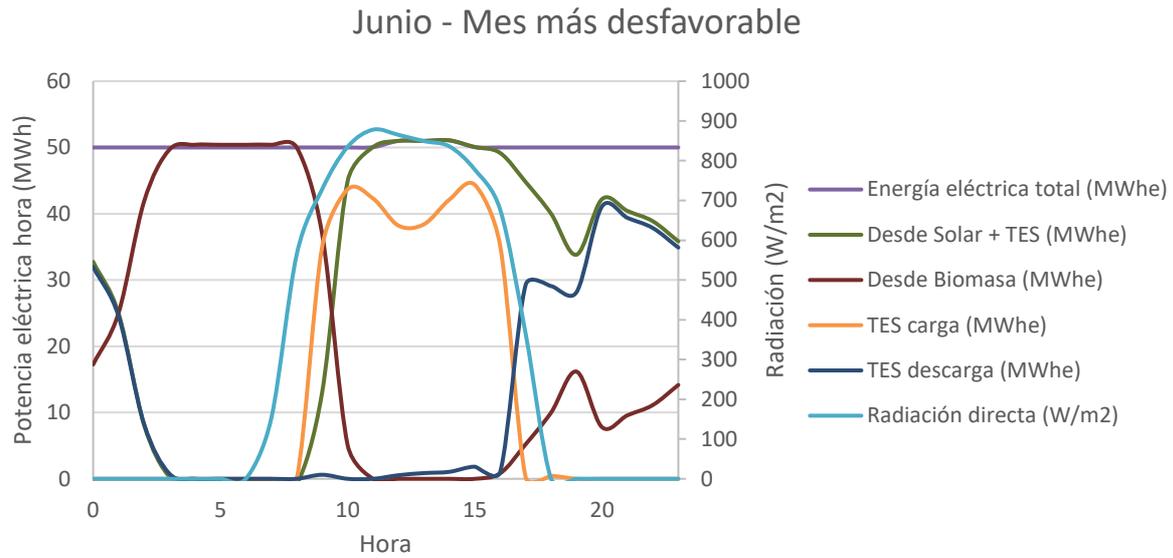


Figura 6-12: Perfil horario de producción para Junio. Chile, CSP + Biomasa

Por su parte, la Figura 6-13 presenta el perfil horario del mes con mayor incidencia solar, noviembre. En este caso, se observa como el la energía proviene casi en su totalidad del campo solar y del almacenamiento térmico, necesitando el respaldo de la biomasa, tan sólo, en las primeras horas de luz, en las que el almacenamiento térmico ya se ha agotado y la radiación no es suficiente aún para llegar a los 50MW de potencia por sí misma; y en las últimas de la tarde, debido al diseño de la descarga de energía térmica desde almacenamiento planteado (ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile Figura 0-4).

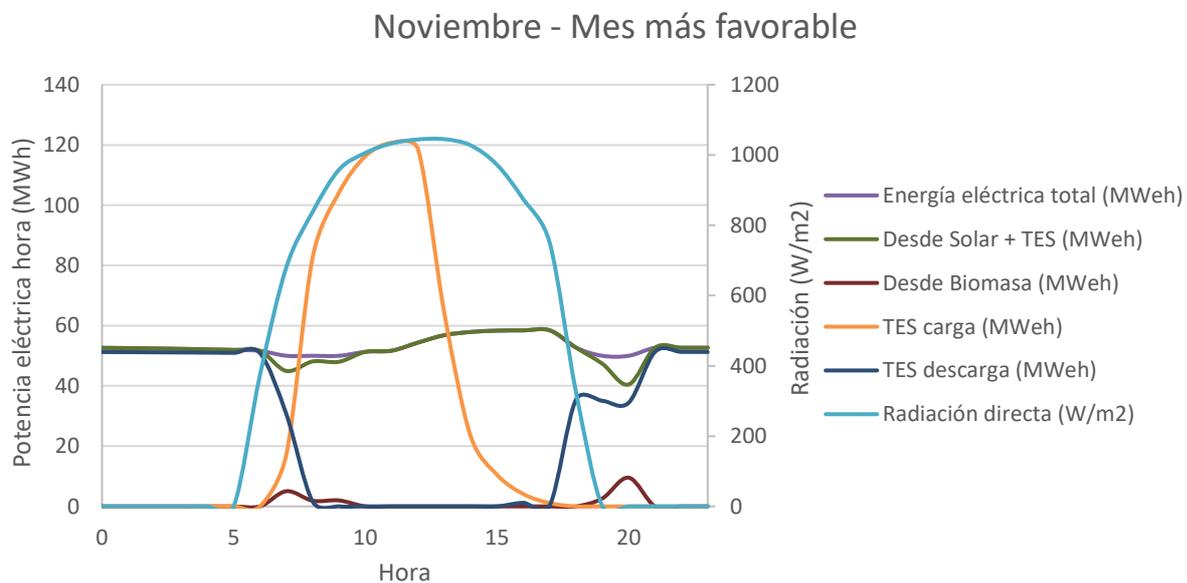


Figura 6-13: Perfil horario de producción para Noviembre. Chile, CSP + Biomasa

Además de satisfacer la demanda eléctrica, el uso de termosolar permite utilizar la energía térmica generada en otros procesos, como la evaporación del concentrado hipersalino (*Brine*) o en diversas faenas relacionadas con el procesado de cobre.

Con todo, y a pesar de cubrir los requerimientos de potencia establecidos, este escenario plantea dos inconvenientes.

En primer lugar, como ya se ha mencionado, en los meses de menor radiación la demanda de biomasa es más intensa, hasta el punto de cubrir el 67% de la demanda anual entre Mayo y Agosto. Esto puede convertirse en un escollo importante para la implantación de esta tecnología como método de respaldo, ya que coincide con

los meses donde el precio de ésta es mayor, al usarse principalmente para el calentamiento del hogar durante el invierno. Esto puede suponer un sobre coste importante al precio de adquisición inicialmente planteado.

En segundo lugar, la generación térmica de la biomasa implica, inevitablemente, un proceso de combustión, que libera CO<sub>2</sub> y la posible emisión de gases contaminantes (como los NO<sub>x</sub>). Aunque las emisiones de este tipo de tecnología son neutras, al contar el CO<sub>2</sub> absorbido a lo largo del ciclo de vida de la planta, desde un punto de vista personal, es preferible la conservación de la masa forestal y generar electricidad sin recurrir a este tipo de procesos.

Por ello, se propone un tercer y último escenario que combina la competitiva producción fotovoltaica con la utilización de la energía termosolar como energía de respaldo a través del almacenamiento térmico de sales fundidas.

### 6.2.4 Escenario 3: PV -Bifacial con CSP -Colectores Cilindro-Parabólicos y almacenamiento

La combinación de fotovoltaica y energía termosolar de concentración (CSP) con almacenamiento térmico de sales fundidas se ha convertido en una rentable y popular opción en los últimos años, debido, principalmente, al aún elevado precio del almacenamiento mediante baterías frente a la opción más competitiva de las sales fundidas. En esta línea, se encuentran plantas como el complejo de Noor IV en Marruecos o Cerro Dominador en el desierto de Atacama, en Chile, ambos combinando la tecnología de torre con módulos fotovoltaicos. En este caso, sin embargo, se utilizarán colectores cilindro-parabólicos como tecnología CSP.

El sistema se dimensiona de forma que, en junio, el mes más desfavorable, se cumplan los requisitos de potencia. En primer lugar, se diseñará el campo fotovoltaico, para, a partir de los datos de producción, diseñar la instalación termosolar.

Con los mismos parámetros del Escenario 1, se establece una potencia de 77 MW<sub>dc</sub> y 64 MW<sub>ac</sub> para una ratio DC/AC de 1,19, garantizando un funcionamiento de al menos 6 horas a 50 MW en las horas centrales del día.

Simulando se obtienen los valores reflejados en la Figura 6-14. El término de “energía extra PV” corresponde a la suma de la energía producida a una potencia superior a la potencia pico (50MW) analizado durante todas las horas del año. Por otro lado, el término “Necesaria CSP” se refiere a la energía necesaria para llegar a los 50MW durante las 24 horas del día, calculada también sobre todas las horas del año, utilizando el mismo método seguido en el Escenario 2 para el cálculo de la biomasa.

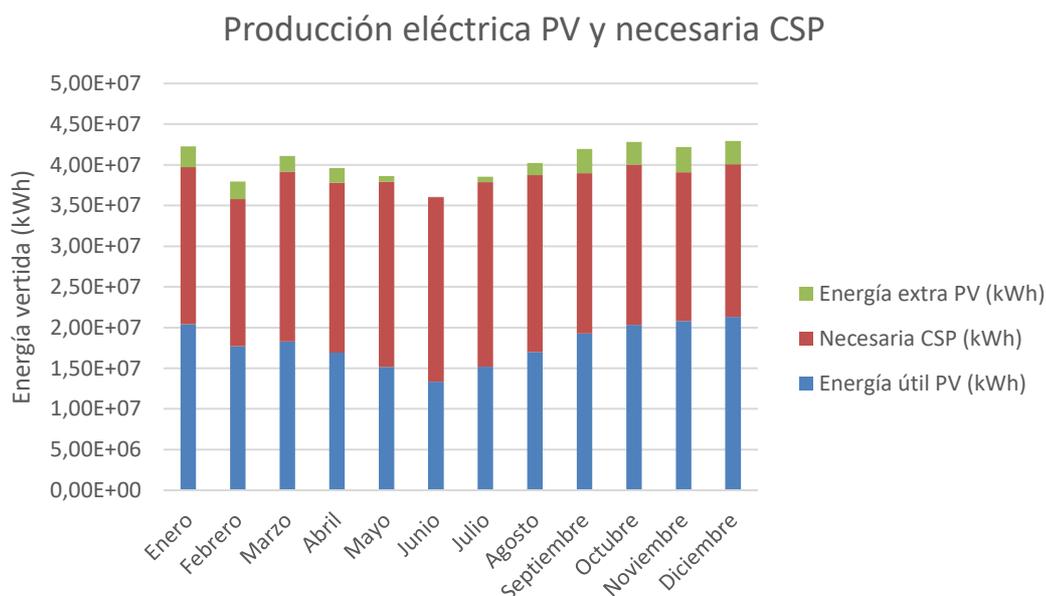


Figura 6-14: Producción eléctrica anual del sistema fotovoltaico y requerida para el diseño de CSP. Chile

La producción anual es de 215, 740 GWh, faltando 245,242 GWh anuales, que serán producidos por la planta termosolar. Si observamos el perfil horario para junio, han de cubrirse, de media, 756,9 MWh/día, que equivalen a unas 15 horas de almacenamiento a 50 MW.

Partiendo de estos dos datos, se simula en SAM para obtener el mínimo múltiplo solar que garantice los 756,9MWh/ día para junio, y los 245,242 GWh anuales. Partiendo de 2 hasta 5, en intervalos de 0,2, se obtiene que el múltiplo solar de 2,5 es el mínimo que garantiza lo anterior.

Otro aspecto crítico es la **gestión de la descarga del almacenamiento térmico**. SAM ofrece hasta 9 modos distintos de operación, en los que se selecciona la fracción de energía térmica que llega a la turbina.

Partiendo de los datos de energía necesaria CSP para cada mes,  $E_{csp}$ , reflejados en la Tabla 0-2 del ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile, en la Tabla 6-15 se definen 9 modos de operación en función de la energía que debe aportar el sistema de almacenamiento de media en cada hora del mes.

Periodo	$E_{csp}$ (kWh)	Fracción turbina
1	$E_{csp} > 47.500$	1
2	0	0
3	$0 < E_{csp} < 5.000$	0,1
4	$5.000 < E_{csp} < 10.000$	0,2
5	$10.000 < E_{csp} < 20.000$	0,4
6	$20.000 < E_{csp} < 30.000$	0,6
7	$30.000 < E_{csp} < 40.000$	0,8
8	$40.000 < E_{csp} < 45.000$	0,9
9	$45.000 < E_{csp} < 47.500$	0,95

Tabla 6-15: Definición de los modos de operación de la planta termosolar.

Se obtiene como resultado la distribución anual reflejada en la Figura 6-15.



Figura 6-15: Gestión de descarga de energía térmica en la turbina establecida.

Los perfiles horarios de producción resultantes para Junio, Noviembre y el año completo se muestran en la Figura 6-16, Figura 6-17, y Figura 6-18, respectivamente.

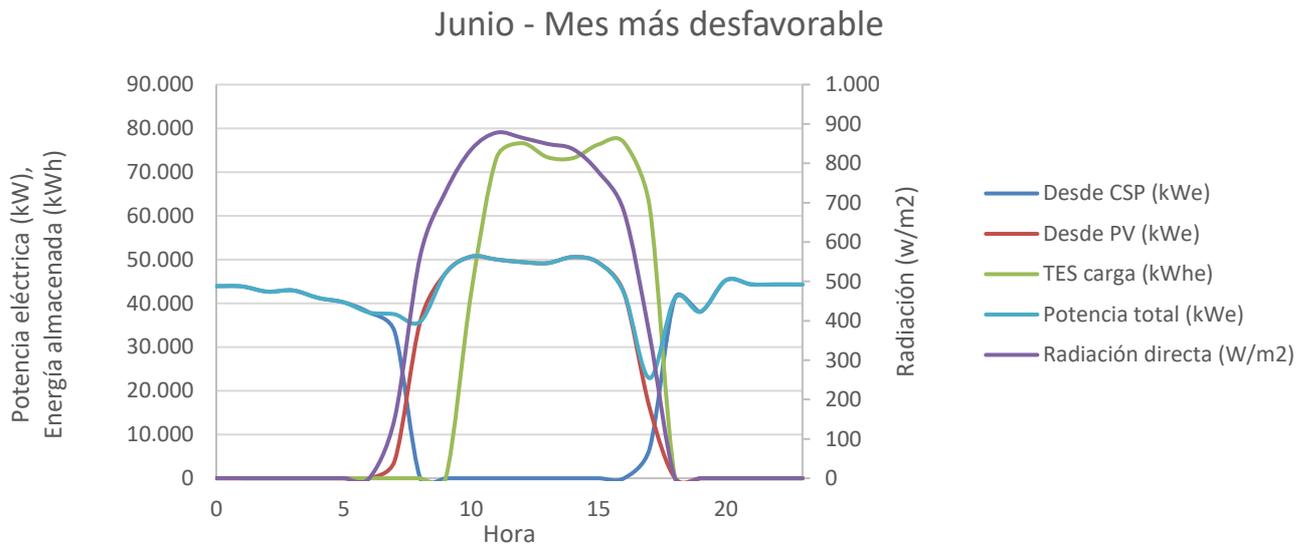


Figura 6-16: Perfil horario de producción para Junio. Chile, PV + CSP.

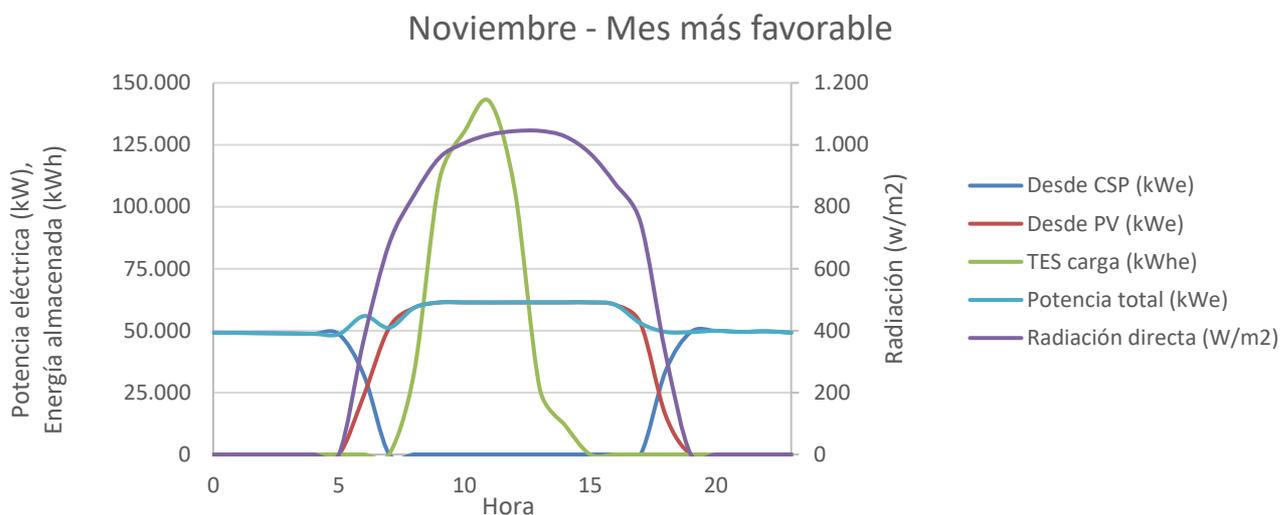


Figura 6-17: Perfil horario de producción para Noviembre. Chile, PV + CSP.

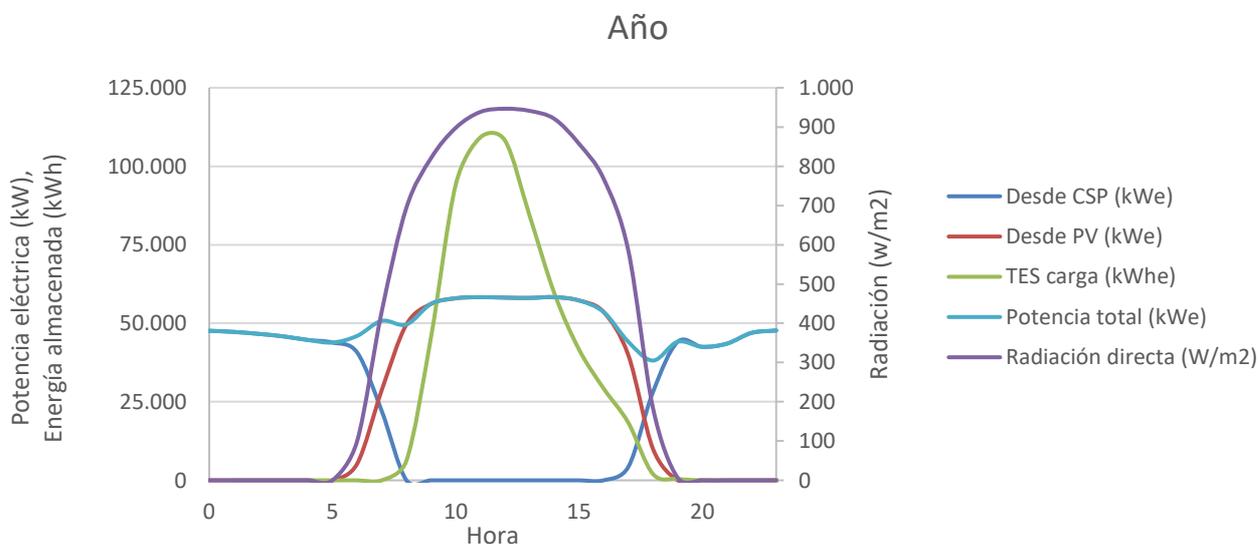


Figura 6-18: Perfil horario de producción anual. Chile, PV + CSP.

Se observa que el sistema consigue garantizar una potencia cercana a la nominal en el mes de menor radiación, mientras que en la mayoría de meses ésta última está garantizada e incluso se supera. En el caso del mes de mayor radiación, Figura 6-17, el sistema de almacenamiento térmico (TES) queda completamente cargado alrededor de las 15:00, por lo que quedarían aún 3 horas de radiación solar que no se aprovechan. Para corregir esto se debería modificar la fracción de energía térmica que se fijó en 0 para permitir la carga del TES, Figura 6-15, e introducir un 1 o la fracción que se estimase oportuna. Sin embargo, a pesar de que hasta ahora se haya obviado, lo cierto es que la turbina debe operar siempre de la forma más uniforme posible y evitar, en la medida de lo posible, los transitorios, arranques y paradas, para no reducir la vida útil de ésta.

Con todo, la Figura 6-19 recoge la producción mensual obtenida con el sistema conjunto, que se observa muy equilibrada entre el sistema de colectores cilindroparábolicos y la fotovoltaica bifacial.

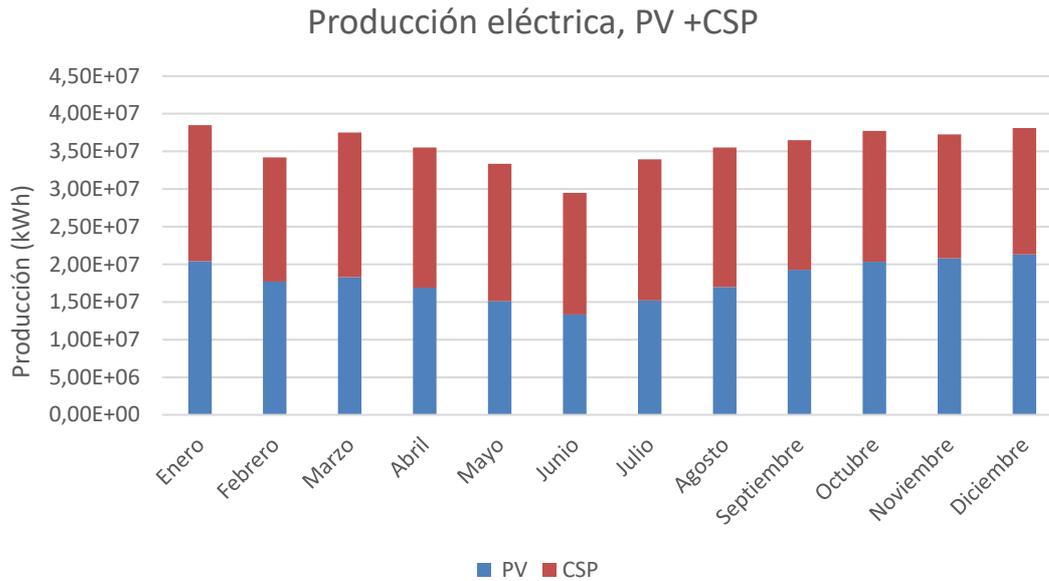


Figura 6-19: Resultados de producción del sistema conjunto. Chile, PV+CSP.

Los resultados de los principales parámetros de la simulación se presentan en la Tabla 6-16. Mientras que la producción anual se distribuye de forma equilibrada entre fotovoltaica (51,11%) y termosolar (48,89%), los costes de capital de ésta última acaparan la mayor parte de la inversión inicial (83,09%). Esto se ve reflejado claramente en el precio de la energía (LCOE), siendo la electricidad producida mediante el almacenamiento de sales cuatro veces mayor al competitivo precio de la fotovoltaica (3,55 frente a 14,94 c\$/kWh). El coste de la energía del sistema conjunto es de 9,12 c\$/kWh. Por otro lado, el sistema diseñado es capaz de cubrir la demanda requerida el 98,91% del año.

	PV (%)	CSP (%)	PV + CSP
<b>Producción anual (GWh)</b>	221,431 (51,11)	211,852 (48,89)	433,284
<b>CAPEX (\$)</b>	76.503.192 (18,57)	341.649.664 (82,93)	411.992.831
<b>Factor de capacidad (%)</b>	32,80	48,90	40,67
<b>Demanda cubierta (%)</b>	49,27	49,64	98,91
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	2.876	4.280	3.562,5
<b>LCOE (c\$/kWh)</b>	3,55	14,94	9,12

Área (km <sup>2</sup> )	1,9959 (48,87)	2,0882(51,13)	4,084
-------------------------	----------------	---------------	-------

Tabla 6-16: Principales parámetros obtenidos de la simulación del sistema. Chile, PV+CSP

### 6.3 Caso Práctico 2: Ecuador, Minería Artesanal y de Pequeña Escala.

La Mina escogida para el caso de Ecuador, de ahora en adelante *Mina Chica*, se encuentra en la provincia minera de Cañar, a 3.801m de altitud en la región o *Zona de Planificación 3*. Al encontrarse en los límites del Parque Nacional de Samgay, se trata de una zona preselvática, holográficamente escarpada y con infraestructuras poco desarrolladas.

**Latitud:** 2° 28' 12,21"S      **Longitud:** 78° 53' 21,44" O

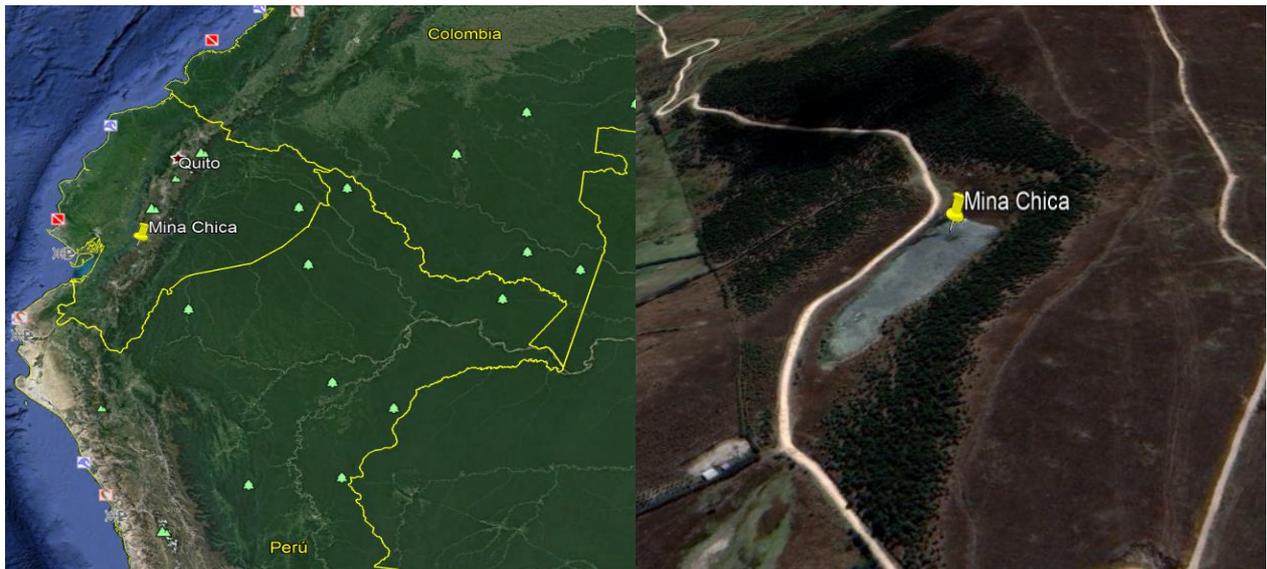


Figura 6-20: Vista satélite de Mina Chica, Ecuador. *Google Earth Pro*

La Figura 6-21 resume los Escenarios planteados para el caso de la minería artesanal y de pequeña escala de Ecuador. Recordemos que, al no necesitar unas condiciones de demanda tan exigentes, no será necesario plantear un sistema de almacenamiento.

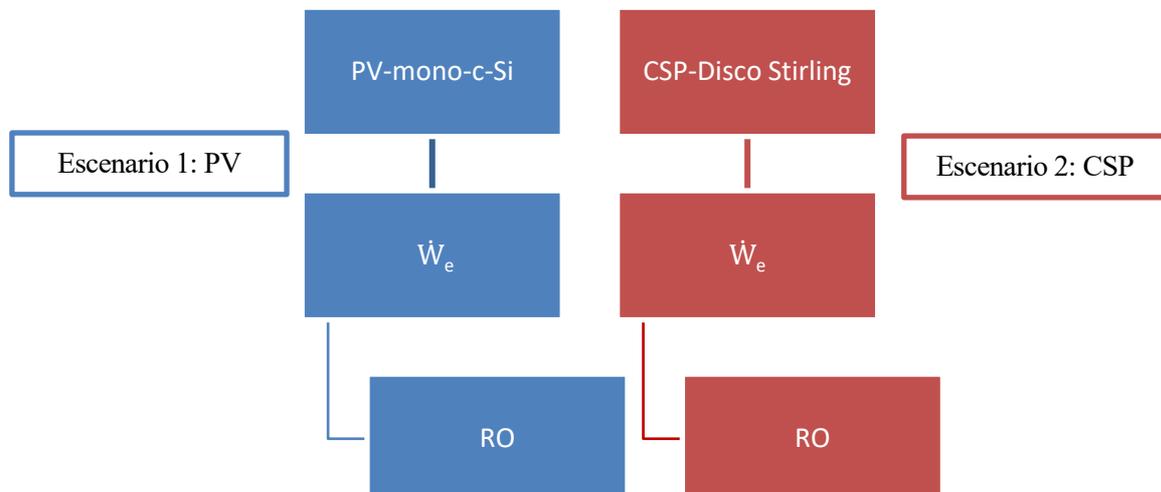


Figura 6-21: Esquema de las tecnologías propuestas en cada escenario. Ecuador.

### 6.3.1 Caracterización del recurso solar

Al igual que para el caso anterior, los principales parámetros atmosféricos han sido obtenidos mediante el software meteorológico *Meteonorm v.7*, pero, a diferencia del primero, en este caso no será necesario un cálculo alternativo del albedo, al no utilizar módulos bifaciales.

Se observa que los niveles de radiación son inferiores a los de Chile, siendo, además, la fracción de difusa mucho mayor, lo que perjudica especialmente a las tecnologías termosolares. Por su parte, al estar a mayor altitud la temperatura ambiente es más baja, lo que beneficia al rendimiento del módulo fotovoltaico. Por último, la cercanía al ecuador y el clima tropical hacen que la humedad relativa sea alta y los parámetros meteorológicos varíen poco a lo largo del año. Los parámetros se muestran en la Tabla 6-17 y la evolución anual queda reflejada en Figura 6-22.

Mes	Radiación		Parámetros meteorológicos		
	GHI (kWh/m <sup>2</sup> )	DNI (kWh/m <sup>2</sup> )	Ta (°C)	RH (-)	FF (m/s)
<b>Enero</b>	5,02	3,43	14,28	73,28	3,50
<b>Febrero</b>	5,25	3,64	14,23	73,89	3,39
<b>Marzo</b>	5,51	3,78	14,08	75,94	3,10
<b>Abril</b>	5,20	4,05	13,90	78,13	2,99
<b>Mayo</b>	4,91	4,63	13,97	75,88	3,60
<b>Junio</b>	5,13	4,76	13,19	75,47	4,30
<b>Julio</b>	5,10	4,08	13,35	71,21	5,00
<b>Agosto</b>	5,51	5,11	13,30	70,11	4,89
<b>Septiembre</b>	5,73	4,69	13,60	70,00	4,40
<b>Octubre</b>	5,46	4,77	14,50	70,74	3,39
<b>Noviembre</b>	4,92	4,16	14,17	73,37	3,00
<b>Diciembre</b>	4,91	3,70	14,41	74,10	3,10
<b>Promedio</b>	5,22	4,23	13,92	73,51	3,72

Tabla 6-17: Radiación y parámetros meteorológicos, Ecuador. *Meteonorm v.7*

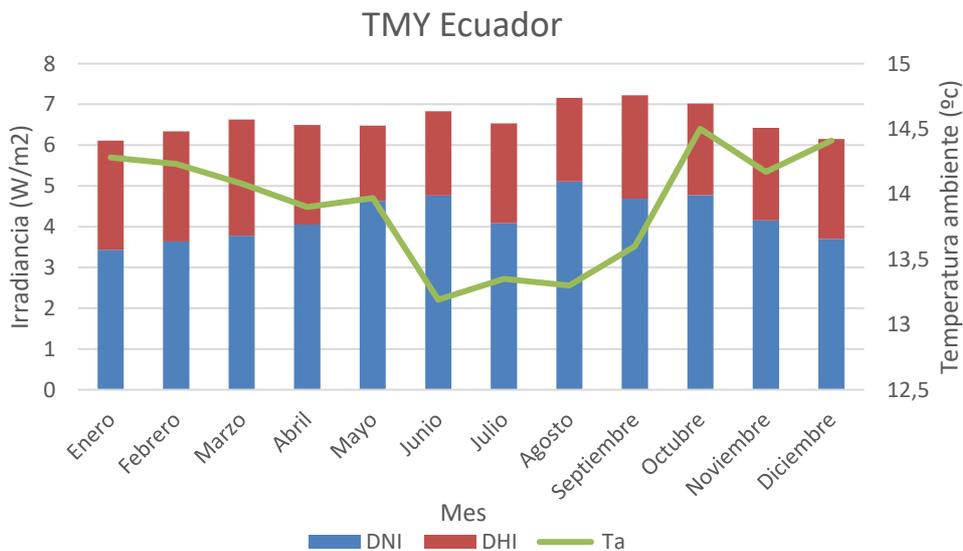


Figura 6-22: Valores de DNI, DHI y temperatura ambiente, Ecuador. *Meteonorm v.7*

### 6.3.2 Escenario 1: PV - Fotovoltaica (monofacial) mono-c-Si

En este caso, al ser una inversión menor, se supondrá que la financiación del Proyecto es menos compleja, y por tanto se hará uso del modo *LCOE Calculator* en SAM, que requiere menos parámetros de entrada.

Al ser un entorno donde la presencia de nubosidad es más frecuente, se elige un panel de monocristalino (mono-c-Si) ya que tiene mejor rendimiento en condiciones de baja radiación respecto a un policristalino convencional. Se escoge el modelo **Q. PEAK BLK-G4.1/TAA 290** del fabricante alemán Hanwha Q CELLS, por su garantía y buen precio, de 0,218 \$/Wp para grandes plantas, aún incluyendo pasivación PERC. Sin embargo, teniendo en cuenta el coste del transporte y el limitado número de pedidos que este escenario requiere, un precio más realista se sitúa en 0,280 \$/Wp.

Por su parte, el inversor escogido será el PVS-50 [240 V] de Perfect Galaxy de 50 kW de potencia máxima en alterna, su coste se supondrá de 0,08\$/kW al ser también un pedido reducido que ha de ser transportado hasta la localización preselvática.

El Sistema se diseña para una capacidad de 0,5 MW<sub>AC</sub>, y un ratio DC/AC de 1,1.

Potencia nominal (kW)	500
Número de módulos	1.914
Número de hileras	174
Número inversores	10
Superficie (m <sup>2</sup> )	10.655

Tabla 6-18: N° de módulos e inversores necesario. Ecuador, PV.

Las consideraciones de pérdidas serán las mismas asumidas en el Escenario 1 planteado para Chile.

Se considera un horizonte temporal de 25 años, el 50% de la inversión se cubre con un préstamo en condiciones muy ventajosas: a pagar en 18 años con un 2% de interés. No se consideran incentivos estatales al suponer que el préstamo es emitido por un organismo de crédito estatal.

Para la selección del modo de seguimiento se optimizan los modos existentes (Fijo, 1 eje, eje Acimutal y 2 ejes) buscando aquella combinación que reduzca al máximo el LCOE. Para el caso del eje fijo y el acimut se busca la inclinación óptima, mientras que para los otros dos modos estos parámetros no influyen. La Figura 6-23 recoge la simulación completa.

### Optimización del ángulo de inclinación y modo de seguimiento

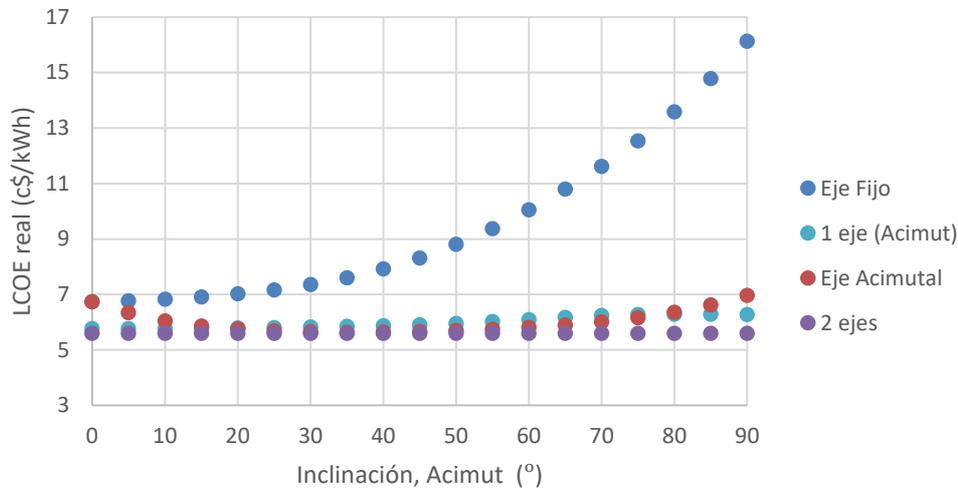


Figura 6-23: Optimización del ángulo de inclinación y modo de seguimiento

Los resultados recogen un LCOE de 5,59 c\$/kWh para el seguimiento a 2 ejes, seguido de un 5,63 para el caso del Acimutal a 35° de inclinación, un 5,77 para 1 eje en 0° de acimut, y 6,73 para eje fijo. Llegados a este punto, hemos de puntualizar que SAM no imputa en este caso las variaciones en los costes asociados a los sistemas de seguimiento. Suponiendo unos sobrecostes asociados a cada sistema del 20%, 15% y 10% sobre el coste total de un sistema de eje fijo, respectivamente, se escoge el seguimiento a un eje con 0° de Acimut (y 0° inclinación), esto es, con la hilera girando de Este a Oeste en el eje N-S. Además del sobrecoste añadido, los sistemas de 2 ejes y en eje Acimutal, al ser tecnológicamente más complejos, implican un mayor mantenimiento con personal cualificado, así como una mayor probabilidad de fallo, por lo que quedan descartados para este caso.

Los resultados de la simulación se presentan en la Figura 6-24.

### Producción eléctrica

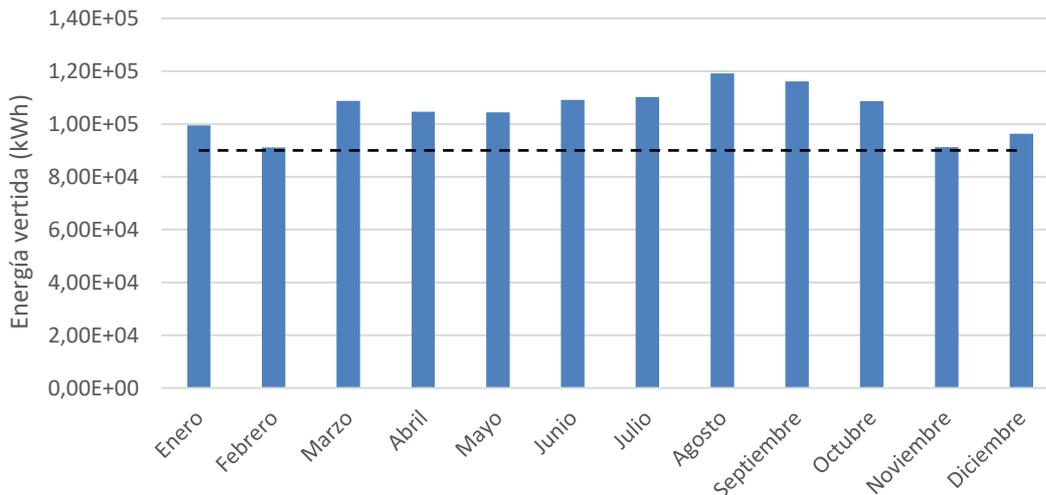


Figura 6-24: Perfil de generación de la planta, Ecuador, PV.

La instalación cumple con los requerimientos mínimos de energía establecidos, 90MWh/ mes, hasta en los meses de menor producción, que en este caso se corresponden con los de febrero y noviembre.

La producción anual es de 1.259 GWh anuales, con un factor de capacidad más modesto que el conseguido para Chile, de 25,9%. El coste de capital de la instalación es de 571.129 \$, obteniéndose un LCOE de 6,346 \$/kWh.

La Tabla 6-19 recoge las principales variables analizadas.

Producción anual neta (MWh)	1.259,419
Factor de capacidad (%)	25,9
Rendimiento energético (kWh/kWp)	2.270
LCOE (c\$/kWh)	6,3465
CAPEX (\$)	571.129
CAPEX por capacidad (\$/W)	1,1422

Tabla 6-19: Principales parámetros de simulación de la planta. Ecuador, PV.

Por otro lado, la Figura 6-25 analiza la distribución de los costes de capital (CAPEX) según el desglose de partidas. Se observa que los módulos representan cerca del 30% de la inversión inicial, seguida de los equipos auxiliares (BOS, *Balance of System*) con un 19%; donde entra el aparillaje eléctrico, cableado y cajas de conexiones, entre otros; y la mano de obra, con un 18%.

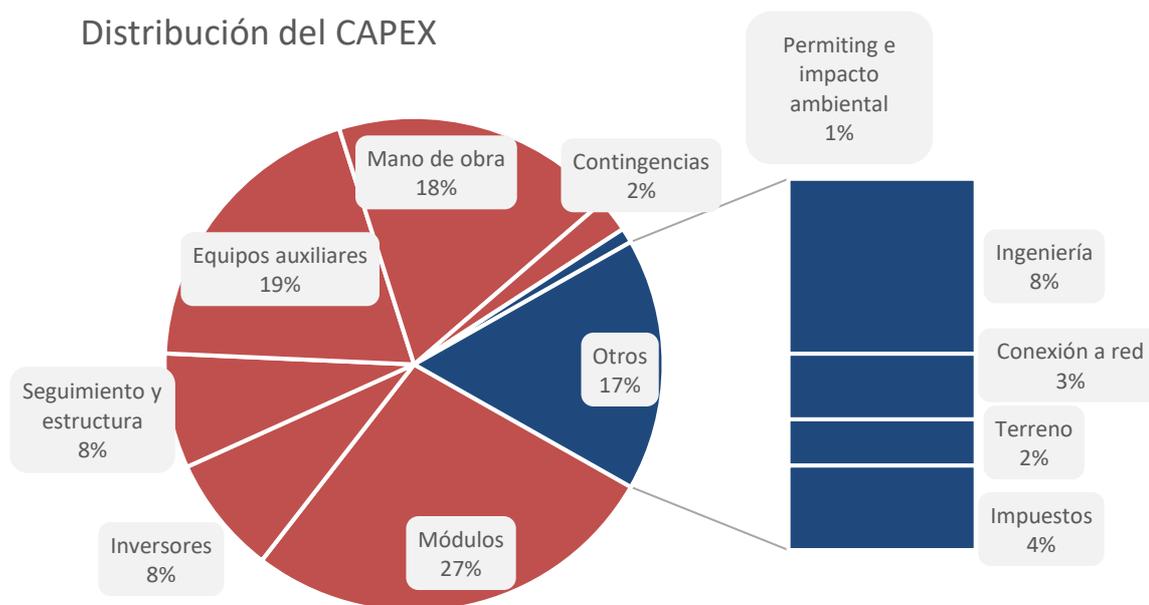


Figura 6-25: Distribución del CAPEX (Coste de capital) del proyecto. En rojo los costes directo, en azul los indirectos.

Para consultar los datos en detalle diríjase al ANEXO III.

### 6.3.3 Escenario 2. CSP -Disco parabólico Stirling.

Pasando al diseño del Sistema de discos parabólico, para seleccionar el área del colector, se siguen las recomendaciones de (de Weert Ortiz, 2019), que establece el óptimo de área disco- precio en 100 m<sup>2</sup>. A partir de ese valor, el precio por m<sup>2</sup> del colector se dispara. Por su parte, el diámetro del receptor se establece en 0,175, valor que maximiza la energía térmica transferida y es cercano al que minimiza las pérdidas (Zilanlı & Eray, 2017). El resto de parámetros de colector y receptor se han dejado por defecto.

Cada unidad de motor stirling será de 25 kW con una velocidad nominal de giro de 1800 rpm. Para el resto de parámetros del motor y pérdidas se mantienen los valores por defecto al considerarse adecuados.

El factor de intercepción (*Intercept Factor*), definido como la fracción de radiación solar reflejada por el disco parabólico que entra en la apertura, se establece en 0,995.

No se consideran límites de vertido a red.

Los parámetros financieros se completan con la información recogida en (Gadré & Maiorana, 2014), donde estiman un coste de capital para el año 2015 de 3810\$/kW. El coste de operación se fija en 75 \$/kW y el variable de operación en 0,040 \$/kWh.

En principio, la potencia requerida debe ser la planteada en este caso práctico, 0,5 MW. No obstante, si se dimensiona la instalación a dicha potencia, el rendimiento real de ésta estará muy por debajo, de forma que ni en las horas de mayor irradiancia del año se llegaría a la potencia y energía deseadas. Se debe, por tanto, sobredimensionar el sistema para cumplir con los requerimientos mínimos mensuales y el correspondiente anual. Por ello, el sistema se dimensiona en 1,25 MW, lo que equivale a 50 colectores con el motor de 25 kW incorporado.

Para el diseño del *layout*, del campo, es decir, para la determinación del número de colectores en la línea Norte-Sur (n° N-S) y el número de colectores en la línea Este-Oeste (n° E-O) se realiza un análisis paramétrico buscando la mejor combinación de LCOE y Energía anual producida.

El resultado se muestra en la Figura 6-26, donde la combinación óptima es la de 50 captadores en una única fila, debido a que los efectos de sombreado se minimizan. A pesar de ello, descartaremos esta disposición y disposiciones similares por el coste extra de cableado que ocasionarían, que no quedan reflejados en el *software*, y por buscar un uso apropiado del terreno (Zilanlı & Eray, 2017). Con esto en mente, **elegimos la configuración 4,13** (4 colectores en la línea E-O por 13 en N-S).

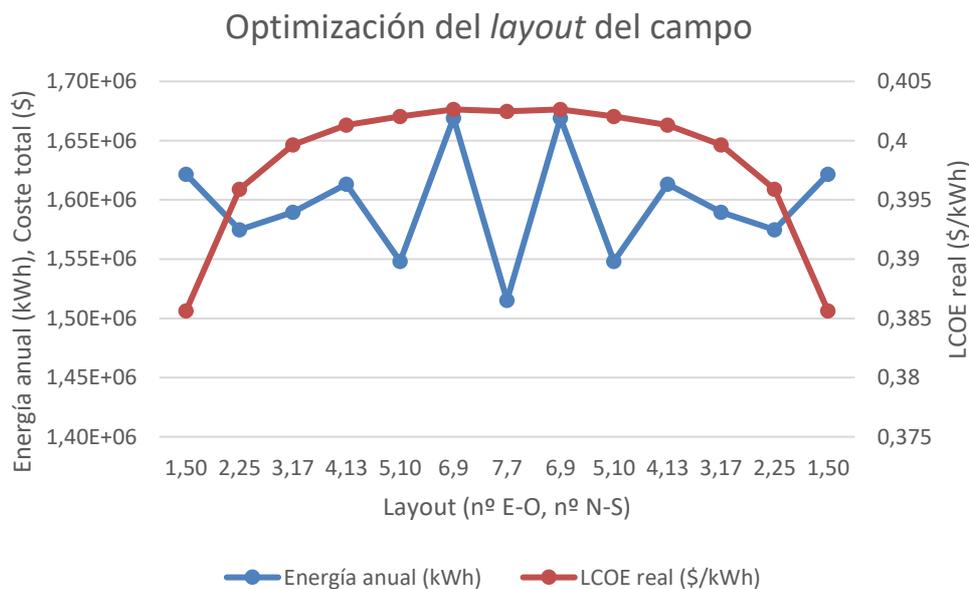


Figura 6-26: Determinación de la combinación óptima del número de colectores en el eje N-S y E-O, Ecuador.

Simulando con los parámetros anteriores se obtiene el perfil de generación anual de la Figura 6-27. Se observa que la producción anual se distribuye de manera diferente a como lo hacía la fotovoltaica, siendo los meses de mayor y menor generación distintos en cada uno de los casos. Esto se debe a que el Disco parabólico utiliza un seguimiento en 2 ejes que permite que el ángulo de incidencia de la radiación directa con la normal sea siempre nulo, y por tanto, la radiación incidente máxima.

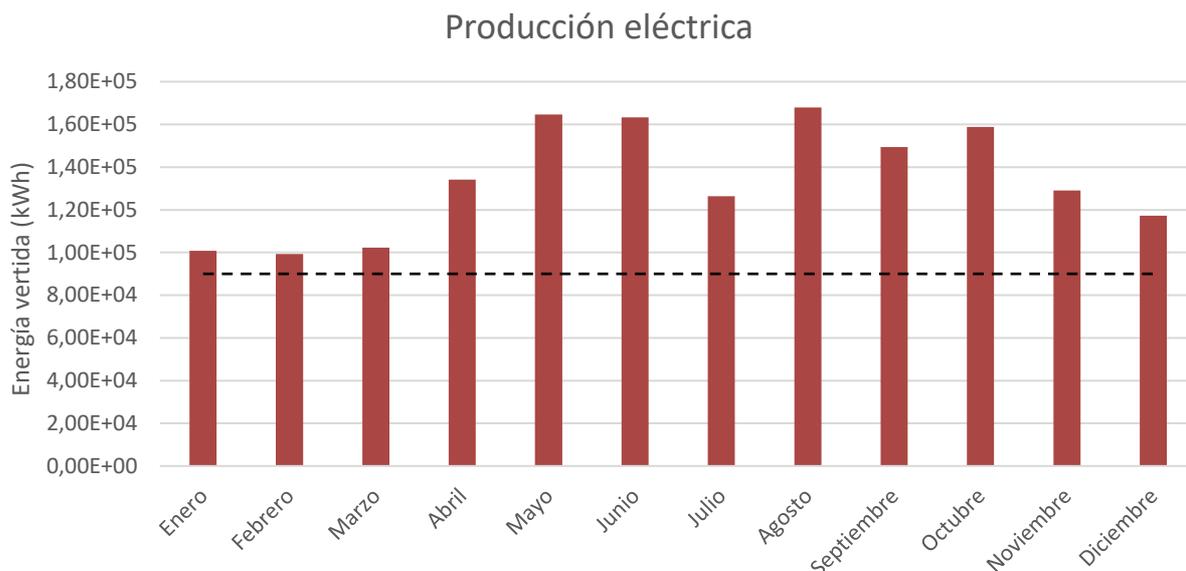


Figura 6-27: Perfil de generación de la planta, Ecuador, CSP.

Los principales parámetros analizados se muestran en la Tabla 6-20.

<b>Producción anual neta (MWh)</b>	1.613,200
<b>Factor de capacidad (%)</b>	14,17
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	1.241
<b>LCOE (c\$/kWh)</b>	40,1328
<b>CAPEX (\$)</b>	4.762.500
<b>CAPEX por capacidad (\$/W)</b>	9,525

Tabla 6-20: Principales parámetros de simulación de la planta fotovoltaica. Ecuador, CSP.

La producción anual es de 1,613 GWh, superior a la obtenida en fotovoltaica, con un limitado factor de capacidad de 14,17%, Los costes de capital superan los cuatro millones y medio de dólares, provocando que el coste de la energía (LCOE nominal) se dispare a 40,133 c\$/kWh.

Por último, la Figura 6-28 analiza la potencia suministrada de media por hora en el año. Se observa que ésta se sostiene sin grandes variaciones durante el día entre las 9:00 y las 18:00 h, coincidiendo con el horario de trabajo de los centros de procesamiento del oro para los que ha sido diseñado.

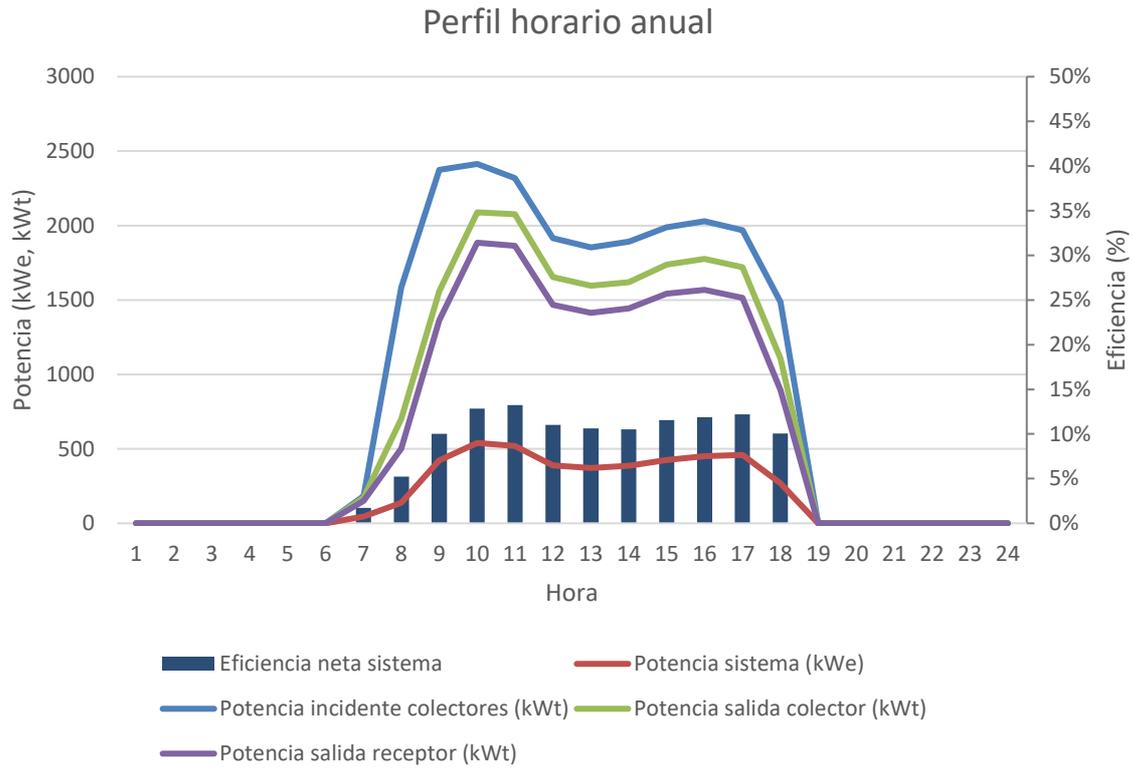


Figura 6-28: Perfil horario anual de generación. Ecuador, CSP.

# 7 COMPARATIVA, COSTES Y DISCUSIÓN FRENTE A LA OPCIÓN CONVENCIONAL

Calculados los resultados de los escenarios planteados para Chile y Ecuador, en este capítulo se compararán y analizarán con el objetivo de establecer la tecnología más idónea para cada caso y su viabilidad real.

## 7.1 Análisis del LCOE o coste normalizado de la Energía.

A la hora de comparar el coste de distintas fuentes de generación de energía eléctrica el parámetro principal a considerar es el llamado **LCOE**, *Levelized cost of Energy*, o coste normalizado de la energía, definido en la sección 6.1.3. La razón de tal consideración es que engloba múltiples factores que incluyen **todos los costes de la planta** a lo largo de su vida útil ajustados a su valor actual, tanto de capital como de operación y mantenimiento o financieros, que se comparan con la **producción eléctrica anual**, dependiente de los parámetros meteorológicos del sitio y de las características del campo solar diseñado (número y características, de los módulos, inversores...etc. -para el caso de fotovoltaica- , o de los reflectores, colectores y bloque de potencia -caso de la termosolar). Con todo, se obtiene un valor representativo del coste de la energía, Figura 7-1.

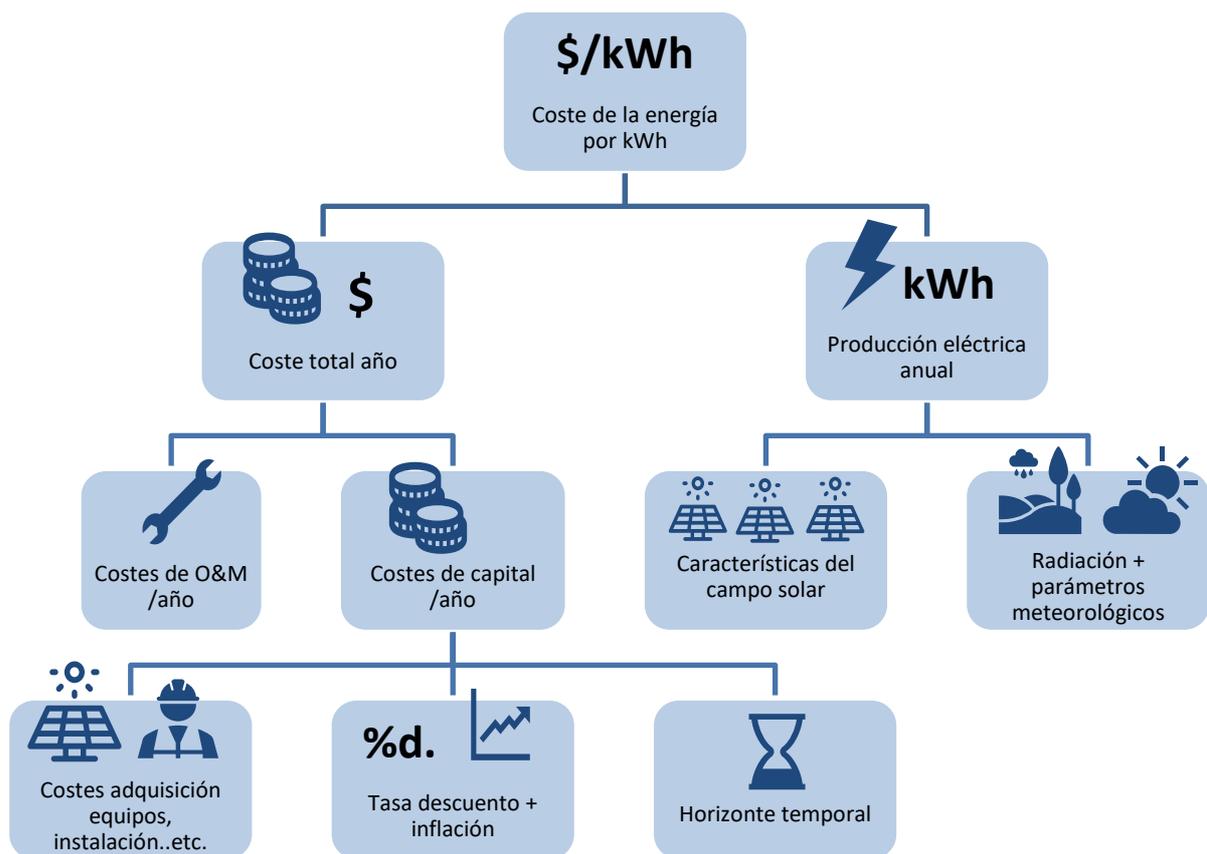


Figura 7-1: Desglose explicativo del coste normalizado de la energía o LCOE. Elaboración propia.

La Figura 7-2 compara el LCOE obtenido en los distintos escenarios con la opción convencional no renovable, en este caso: turbina de gas natural, generador diésel y carbón. Estas tres conforman las fuentes más utilizadas para la generación eléctrica en minería, tanto a pequeña como a gran escala, y el valor de su LCOE diferirá en función de este y otros parámetros. Por ello, se han tomado los valores medidos obtenidos en (Lazard, 2014).

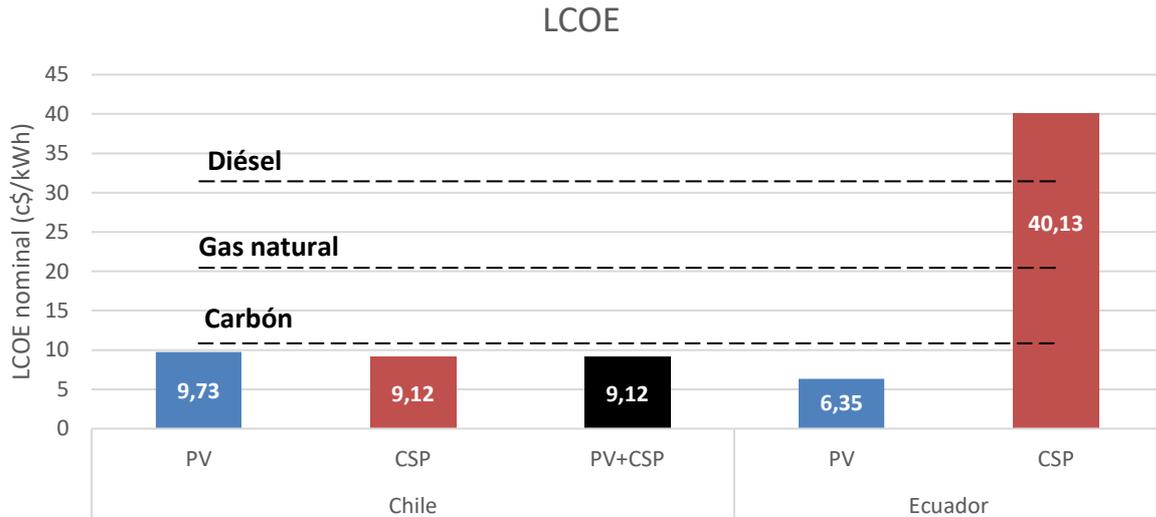


Figura 7-2: Comparativa del LCOE frente a la opción convencional para los distintos Escenarios.

Se observa que **todas las tecnologías batan a las no renovables salvo el Disco parabólico planteado para Ecuador**. Lo cierto es que, las excepcionales condiciones de radiación de Chile, y el reducido precio de la fotovoltaica sin almacenamiento en Ecuador, resultan en unos costes muy competitivos. Para Chile, la opción más favorable es la de **Colectores cilindroparabólicos con respaldo de Biomasa (CSP)**, que consigue un LCOE de 0,09121 \$/kWh, seguida muy de cerca por el escenario híbrido, mientras que para Ecuador la opción de **fotovoltaica con módulos de silicio monocristalinos (PV)** obtiene 0,0635 \$/kWh. Por otro lado, se evidencia la falta de madurez y desarrollo a gran escala de la tecnología de Disco parabólico con turbina *Stirling*, que multiplica por 6 el coste de la fotovoltaica.

Asimismo, existen ciertas consideraciones respecto al LCOE planteado para las fuentes convencionales que juegan aún más en favor de las renovables. Ya sea tanto por reducción de la oferta, como por el previsible aumento de las penalizaciones sobre emisiones ya existentes, se espera que **el precio del combustible aumente en el medio y largo plazo**. Dado que la mayor parte de los costes de generación de esta energía vienen del lado de la operación, la diferencia entre el LCOE de las tecnologías planteadas y las convencionales no renovables no dejará de aumentar, en favor de las primeras.

Si bien el LCOE es una medida útil para comparar la competitividad global de las distintas tecnologías, no puede ser el único criterio de decisión. Al igual que sucede en otras industrias, al escalar la producción, eléctrica en este caso, los costes unitarios se reducen, es decir, al incrementar la potencia instalada en la planta, el LCOE, previsiblemente, se reducirá (no siempre). Por tanto, si sólo atendiésemos a este criterio, los costes de capital podrían dispararse, obligando a un endeudamiento excesivo que pudiese poner en riesgo la viabilidad de la instalación.

## 7.2 La importancia de los Costes de capital

Por ello, contemplar los costes de capital es vital. Observando la Figura 7-3Figura 7-2 se entiende por qué no siempre es sencillo optar por la opción renovable. Los costes de capital de un generador diésel o una turbina de gas están muy por debajo de la mayoría de los escenarios contemplados. A esto habría que sumarle la rapidez de instalación, especialmente respecto a la termosolar, que permitirían, en este caso, que la mina empezase a procesar mineral mucho antes. Todo ello repercute lógicamente en los flujos de caja, ya que la inversión inicial es menor al igual que el endeudamiento, además de permitir un inicio de la producción más temprano. Sin embargo, tal y como se ha visto en la sección anterior, los costes operación, principalmente de adquisición del combustible, compensan esta diferencia inicial en favor de la energía solar.

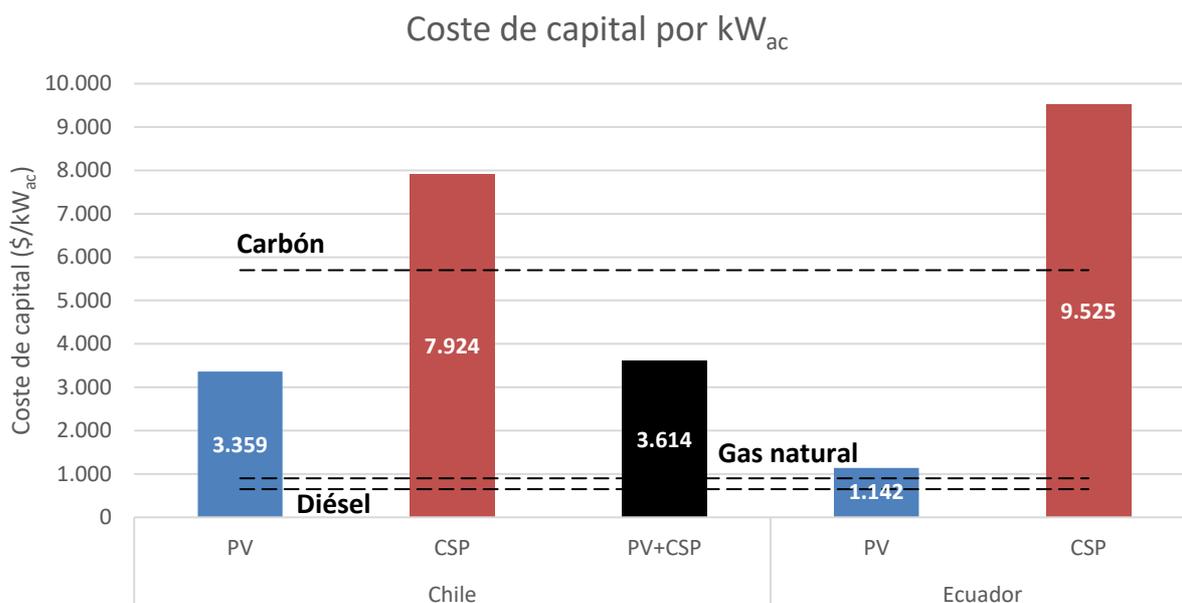


Figura 7-3: Comparativa de los costes de capital por potencia frente a la opción convencional para los distintos Escenarios.

De la figura anterior se extraen varias conclusiones interesantes.

En primer lugar, el coste de capital de la fotovoltaica en Chile es tres veces mayor al de Ecuador, a pesar de ser la misma tecnología. Esta diferencia se explica en parte, por el mayor coste por vatio de los módulos bifaciales, pero, principalmente, por el elevado coste de adquisición del sistema de almacenamiento por baterías.

Por otro lado, en Chile el coste de capital de los colectores cilindro-parabólicos duplica con creces al escenario fotovoltaico. Esto se debe tanto al sobredimensionamiento del campo solar respecto a la potencia nominal de la turbina, reflejado en la elección de un múltiplo solar de 3, como al gran número de horas de almacenamiento térmico con las que se ha diseñado, además del mayor coste de adquisición y mano de obra de esta tecnología.

En el caso del Escenario mixto de Chile, PV+CSP, quizá cabría esperar un coste mayor del reflejado en la gráfica, al combinar ambas tecnologías. No obstante, dado que la fotovoltaica carece de almacenamiento en este caso, y que el campo termosolar dimensionado es menor al del escenario de CSP, el coste por de potencia se ve reducido.

Por último, se observa que, de nuevo, la tecnología de Disco Parabólico está aún muy lejos de poder competir con la fotovoltaica, siendo la diferencia aún mayor en el caso de los costes de capital.

Con todo, no hay que olvidar que la comparación anterior es en términos relativos, no absolutos. Estos últimos junto a su desglose en las principales partidas de gasto se muestra en la Figura 7-4. Esta comparativa es quizá más significativa, ya que al comparar costes por vatio pico (potencia nominal), como anteriormente, ha de tenerse en cuenta el rendimiento de esos vatios pico, mucho mayor en el caso de la termosolar.

Pasando a analizar la Figura 7-4, se evidencia el peso del almacenamiento por baterías en los costes totales del Escenario Chile, PV, que representa cerca del 55% de la inversión total. En los otros dos Escenarios de Chile, el almacenamiento, en este caso térmico de sales fundidas, es también la principal partida de gasto, aunque en una proporción inferior. A ésta le sigue la partida de módulos, en el caso de PV Chile y PV Ecuador, siendo el principal gasto de este último; y la partida de campo solar, para el caso de CSP y PV+CSP de Chile, que engloba la estructura, montaje y adquisición de los colectores. Para el caso del Disco Parabólico, dado que los costes se han estimado a partir de (Gadré & Maiorana, 2014), no existe un desglose detallado de las partidas.

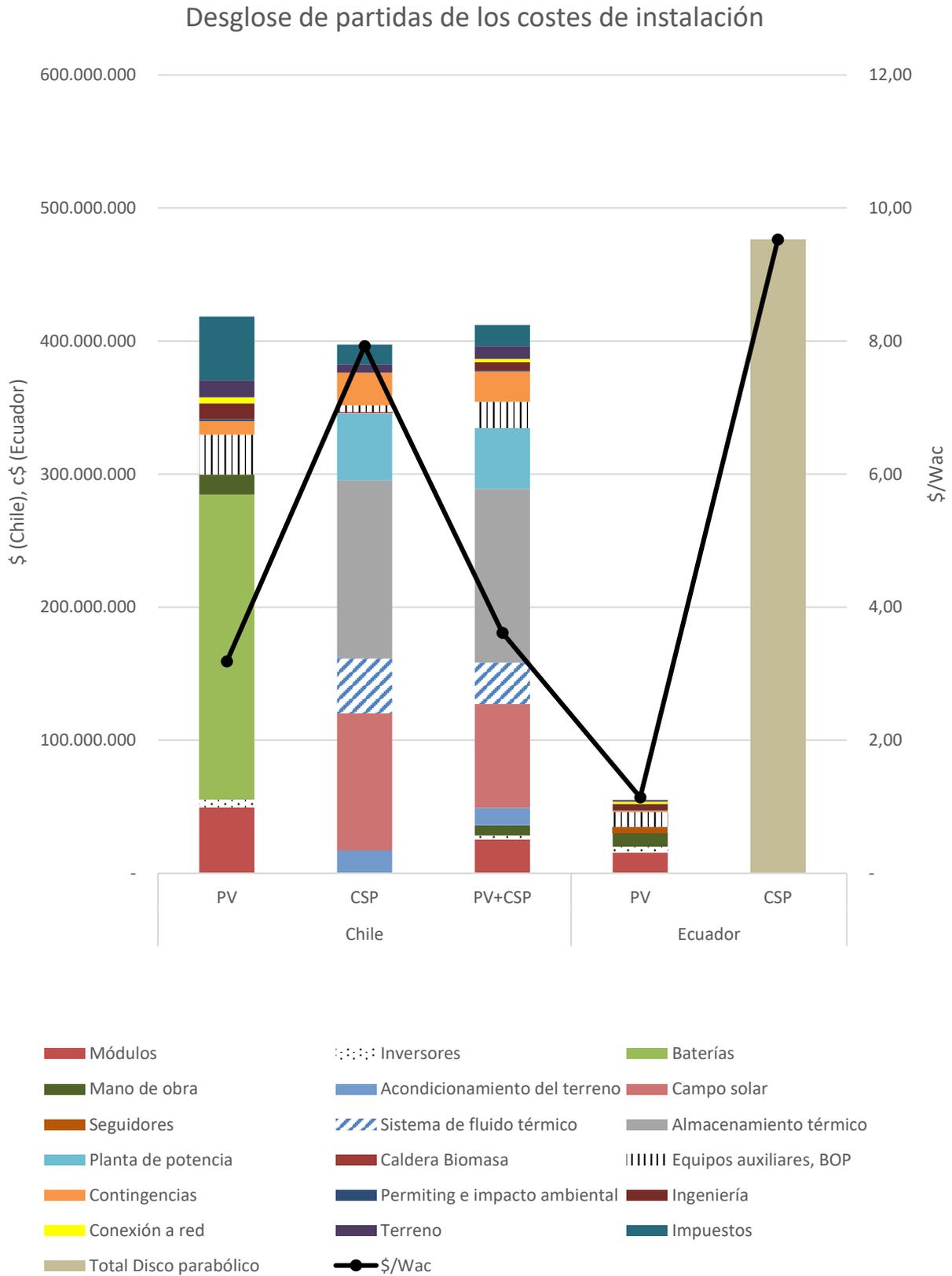


Figura 7-4: Desglose de las partidas que conforman los costes de instalación para cada Escenario.

### 7.3 El LCOW o coste normalizado del agua tratada

Por otro lado, la comparativa del precio del agua extraída de ROSA se muestra en la Figura 7-5 . Dadas las limitaciones del software en este tipo de análisis, no se pueden extraer datos concluyentes. Si es apreciable lo que ya se intuía: el coste del tratamiento del agua para el caso del Disco Parabólico dobla al resto.

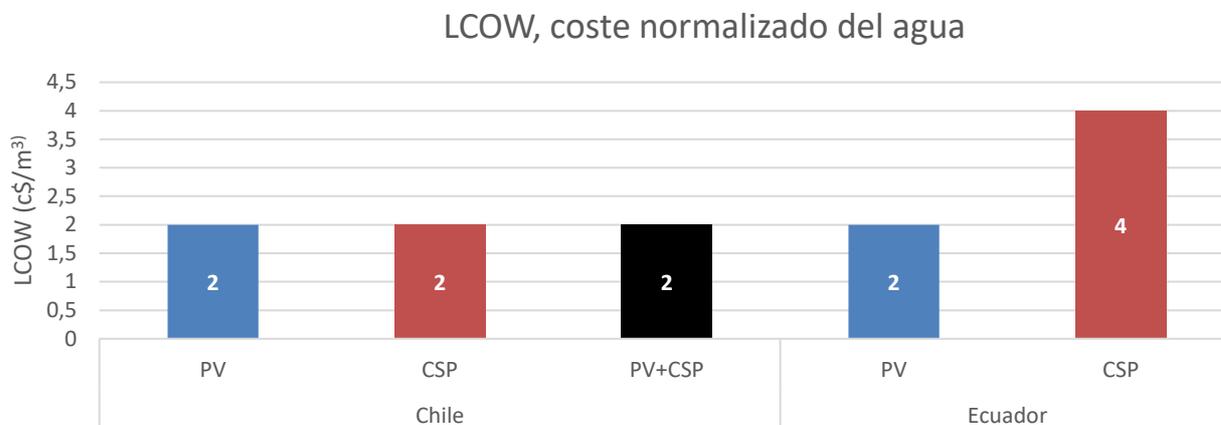


Figura 7-5: Comparativa del LCOW calculado con ROSA v.9.0.

### 7.4 Resumen de parámetros y comparativa final

Con todo, la Tabla 7-1 recoge los principales parámetros obtenidos en la simulación de cada escenario planteado.

	Chile			Ecuador	
	PV	CSP	PV+CSP	PV	CSP
<b>Producción anual neta (GWh/año)</b>	415,032	444,666	433,284	1,259	1,613
<b>Factor de capacidad<sup>39</sup> (%)</b>	81,4	100,0	98,91	25,90	14,17
<b>Rendimiento energético (kWh/kWp)</b>	2.767	8.893	3.562	2.270	1.241
<b>LCOE (c\$/kWh)</b>	9,73	9,12	9,12	6,35	40,13
<b>Costes de Capital, CAPEX (\$)</b>	418.478.527	397.377.782	411.992.831	571.129	4.762.500
<b>CAPEX por capacidad (\$/W<sub>ac</sub>)</b>	3,359	7,924	3,613	1,142	9,525
<b>O&amp;M total (\$)</b>	112.391.000	220.048.324	53.856.400	87.527	1.249.650
<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	3,887	2,509	4,084	0,0106	0,0117

<sup>39</sup> Porcentaje de demanda cubierta (50 MW) para el caso de Chile.

<b>LCOW (\$/m<sup>3</sup>)</b>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,04
--------------------------------	------	------	------	------	------

Tabla 7-1: Principales parámetros de simulación obtenidos para cada Escenario.

Con idea seleccionar el escenario más favorable en cada caso, Chile y Ecuador, se han establecido diversos criterios de evaluación que asignarán una puntuación relativa a cada uno de los escenarios. Esto permitirá, además, analizar las fortalezas y debilidades de cada uno de ellos.

#### 7.4.1 Criterios de evaluación

Los mencionados criterios se han agrupado en cuatro áreas atendiendo a aspectos económicos, de rendimiento, ambientales y de perspectivas de futuro. En cada una de estas áreas se contemplan uno o varios parámetros obtenidos en la simulación que se consideran representativos. Tanto las áreas como cada parámetro llevan asignado un peso, representado entre paréntesis, que refleja su ponderación sobre la puntuación total.

Los pesos se han asignado para la toma de decisiones desde el punto de vista del inversor, que se entiende que primará el aspecto económico (60%) sin descuidar el rendimiento (20%) o el impacto ambiental (15%). Por último, se ha añadido un criterio que tenga en cuenta las perspectivas de futuro de cada tecnología (5%).

Económicos (60%)	Rendimiento (20%)	Impacto ambiental (15%)	Futuro (5%)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• LCOE (50%)</li> <li>• Coste de capital (33%)</li> <li>• O&amp;M (17%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda cubierta (Chile)</li> <li>• Producción anual (Ecuador)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emisiones de gases (33%)</li> <li>• Consumo de agua (67%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencial de mejora y de reducción de costes</li> </ul>

#### Criterios económicos

La puntuación del aspecto económico se realiza atendiendo a tres parámetros: el coste normalizado de la energía (LCOE), el coste de capital y el correspondiente a la operación y mantenimiento (O&M). El análisis de los dos primeros se ha realizado anteriormente, por lo que nos limitaremos a comentar los costes totales de operación y mantenimiento ajustados al valor actual del dólar.

#### O&M

Respecto a éstos, sorprende que, en el caso de Chile, el escenario híbrido sea el de menor valor, ya que, a priori cabría esperar que el sistema más complejo requiriese un mayor mantenimiento. Sin dejar de ser cierto, los costes del reemplazo del sistema de baterías en el escenario PV, y los costes de operación de la caldera de biomasa en el caso del escenario CSP, hacen que ambos superen al híbrido, que no posee ninguno de estos dos elementos. El resultado de las puntuaciones se muestra en la Tabla 7-2.

Chile	Económicos						Puntuación
	LCOE (50%)		Coste de capital (33%)		O&M (17%)		
	c\$/kWh	Puntuación	\$	Puntuación	\$	Puntuación	
<b>PV</b>	9,73	93,73%	4,18E+08	94,68%	1,12E+08	47,92%	86,41%
<b>CSP</b>	9,12	100,00%	3,96E+08	100,00%	2,20E+08	24,47%	87,41%

<b>PV+CSP</b>	9,12	100,00%	4,12E+08	96,17%	5,39E+07	100,00%	98,72%
---------------	------	---------	----------	--------	----------	---------	--------

Tabla 7-2: Puntuación de los criterios económicos para Chile.

Por su parte, para Ecuador, los costes de O&M del sistema de disco parabólico (CSP) se mantienen muy por encima de la opción fotovoltaica (PV). Ello se da a pesar de haber asumido unos valores optimistas de 40 \$/kW-año y 7\$/MWh (Zayed, Zhao, Li, & Elsheikh, 2020). La complejidad de este sistema deriva en un mantenimiento mayor: desde el sistema de seguimiento hasta el motor *Stirling*, pasando por la limpieza periódica de espejos...etc. que contrasta con la sencillez de operación y el menor mantenimiento del sistema fotovoltaico. Las puntuaciones obtenidas se encuentran en la Tabla 7-3: Puntuación de los criterios económicos para Ecuador.

Ecuador	Económicos						Puntuación
	LCOE (50%)		Coste de capital (33%)		O&M (17%)		
	c\$/kWh	Puntuación	\$	Puntuación	\$	Puntuación	
<b>PV</b>	6,35	100,00%	5,50E+05	100,00%	8,75E+04	100,00%	100,00%
<b>CSP</b>	40,13	15,82%	4,76E+06	11,99%	7,62E+05	11,48%	13,67%

Tabla 7-3: Puntuación de los criterios económicos para Ecuador.

### Criterios de Rendimiento

En cuanto a la evaluación del rendimiento, existen diversos parámetros que podrían ser tomados en consideración, como la producción anual neta, el número de horas en las que opera a la potencia nominal o Rendimiento energético, o el factor de capacidad.

El primero mide la energía eléctrica total que genera el sistema a lo largo del año, independientemente del instante en el se produzca. Por ello, una producción anual mayor no implica, necesariamente, que se satisfaga mejor la demanda energética, ya que esta energía ha podido ser liberada en instantes donde la demanda de la mina ya está cubierta, y por tanto es energía “extra”. Aunque ésta pueda ser vertida a red o utilizada en otras faenas mineras, es decir, aprovechable, no sería, en cualquier caso, su destino original.

A estos efectos se ha definido la “**Demanda cubierta**” entendida como el cociente entre la energía vertida a la potencia demandada (50 MW para el caso de Chile), durante todo el año (sin tener en cuenta la energía “extra”) y la energía que se obtendría si el sistema funcionase a la citada potencia durante el total de horas del año. Este parámetro no debe confundirse con el factor de capacidad o de planta, definido como el cociente entre la energía real generada y la generada si la planta hubiera trabajado a su potencia nominal durante ese mismo período.

El Rendimiento energético (kWh/kWp), por su parte, es un parámetro útil para comparar el rendimiento de plantas de producción de potencia en diversas localizaciones, ya que mide el número de horas equivalentes al año en los que la planta opera a su potencia nominal. Sin embargo, en nuestro caso, la potencia nominal es distinta en cada escenario, y las conclusiones de esta comparativa no se consideran relevantes.

Dado que para cada caso; recordemos: Chile o Minería a gran escala de cobre, y Ecuador o Minería de pequeña escala de oro; se han planteado exigencias de demanda energética diferentes, los criterios de evaluación del rendimiento también lo serán.

#### Demanda cubierta - Chile

Para el caso de las grandes explotaciones mineras, el suministro eléctrico ha de ser ininterrumpido durante todo el año, lo que supone un reto para la energía solar, por lo que se premiará a los escenarios que más se acerquen a cubrir el total de la demanda.

El único escenario capaz de cumplir con estos requerimientos al completo es el Escenario CSP, gracias al respaldo que proporciona la caldera auxiliar de biomasa. Por su parte, los otros dos escenarios planteados no

llegan a cubrir toda la demanda debido al déficit de suministro existente las primeras horas del día los meses de menor radiación del año. Como ya se mencionó, este déficit podría suplirse mediante la conexión a una red de transmisión eléctrica o mediante la instalación de un grupo auxiliar, típicamente una turbina de gas o un generador diésel. La Tabla 7-4 muestra las puntuaciones asignadas para Chile.

<b>Chile</b>	<b>Rendimiento</b>	
	<b>Demanda cubierta</b>	
	<b>%</b>	<b>Puntuación</b>
<b>PV</b>	81,40	81,40%
<b>CSP</b>	100,00	100,00%
<b>PV+CSP</b>	98,01	98,01%

Tabla 7-4: Puntuación del Rendimiento para Chile.

#### Producción anual neta - Ecuador

Por otro lado, en la pequeña minería de Ecuador, no existen las exigencias de demanda anteriores, y se valorará la producción anual neta como criterio de rendimiento. La Tabla 7-5 recoge los resultados, que reflejan que la planta de discos parabólicos obtiene una producción anual muy superior.

<b>Ecuador</b>	<b>Rendimiento</b>	
	<b>Producción anual neta</b>	
	<b>GWh/año</b>	<b>Puntuación</b>
<b>PV</b>	1,259	78,05
<b>CSP</b>	1,613	100,00

Tabla 7-5: Puntuación del Rendimiento para Ecuador.

#### El Impacto Ambiental

Otro aspecto que se ha considerado valorar es el impacto ambiental. En este sentido, es importante aclarar que no se pretende realizar una evaluación seria de éste, sino simplemente puntuar determinados aspectos ambientales. En particular, el consumo de agua de la planta y las emisiones de gases y partículas asociadas a la operación de ésta.

##### Consumo de agua

El consumo de agua debe ser considerado a la hora de elegir la tecnología más apropiada, especialmente cuando se ubica en regiones áridas como la de Antofagasta, en Chile, donde es un recurso limitado, o la de Cañar, en Ecuador, donde un consumo excesivo alteraría ecosistemas de alto valor ecológico.

La Tabla 7-6 recoge los valores de consumo de agua por megavatio hora producido, obtenido de valores de referencia de plantas reales (MacKnick, Newmark, Heath, & Hallet, 2011). Este consumo está asociado, principalmente, a la limpieza periódica de las superficies reflectoras (CSP) o de los módulos (PV). Destaca el elevado consumo de los colectores cilindroparabólicos (CCP) a pesar de haber elegido una refrigeración seca frente al uso de torres de refrigeración u opciones híbridas, penalizando así el rendimiento en busca de un ahorro de agua.

Tecnología	Refrigeración	Consumo de agua (l/MWh)		
		Mediana	Mín	Max
Fotovoltaica (PV)	-	26	96,4	124,9
CCP (CSP)	Seca	295,2	162,7	299,1
Biomasa (genérico)	Seca	132,5	132,5	132,5
Disco <i>Stirling</i> (CSP)	-	18,9	15,1	22,7

Tabla 7-6: Consumo de agua por tecnología. Adaptado de (MacKnick, Newmark, Heath, &amp; Hallet, 2011)

### Emisiones

La consideración de las emisiones se ha tomado para penalizar la combustión de la biomasa. A pesar de ser considerada un combustible prácticamente neutro en cuanto a emisiones, al englobar el ciclo de vida completo de la planta, lo cierto es que, si se compara con cualquiera de las otras tecnologías planteadas en este estudio, el balance es negativo. Las emisiones no son de CO<sub>2</sub> únicamente, sino que se debe controlar, también, la liberación de CO, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, entre otros, que pueden permanecer durante largos períodos en épocas de poca lluvia. La Tabla 7-7 refleja las puntuaciones de este apartado para Chile, mientras que la Tabla 7-8 hace lo propio para Ecuador.

Chile	Impacto ambiental				
	Consumo de agua (50%)		Emisiones (50%)		Puntuación
	l/año	Puntuación	Valor	Puntuación	
PV	1,08+E07	100,00%	1	100,00%	100,00%
CSP	1,08E+08	10,02%	5	20,00%	15,01%
PV+CSP	6,84E+07	15,77%	1	100,00%	57,89%

Tabla 7-7: Puntuación del Impacto ambiental para Chile.

Ecuador	Impacto ambiental				
	Consumo de agua (50%)		Emisiones (50%)		Puntuación
	l/año	Puntuación	Valor	Puntuación	
PV	3,27E+04	93,13%	1	100,00%	96,57%
CSP	3,05E+04	100,00%	1	100,00%	100,00%

Tabla 7-8: Puntuación del Impacto ambiental para Ecuador.

Antes de finalizar este apartado se recuerda que este análisis se basa en el impacto únicamente de la operación. No se consideran, por tanto, otros aspectos relacionados con la huella de carbono o hídrica de la fabricación o la problemática relacionada con la extracción de determinados minerales.

## Futuro

Por último, se ha contemplado un criterio que valorase las perspectivas de futuro de los escenarios planteados, en términos de potencial reducción de costes. La puntuación se ha asignado de manera subjetiva a partir de las conclusiones extraídas de la revisión bibliográfica del Capítulo 5.

El escenario Chile - PV (Módulos bifaciales con almacenamiento por baterías de Ion-Litio), se estima como el de mayor futuro a largo plazo, por la previsible continuación en la reducción anual del coste de los módulos, especialmente los bifaciales, su evolución hacia módulos de mayor potencia y eficiencia, el gran margen de reducción aún existente para las baterías – principal partida de gasto -, y la introducción de nuevos conceptos como los módulos flotantes, que prometen grandes rendimientos y cuya utilización en minería traería consigo beneficios adicionales.

Por su parte, la energía termosolar de concentración (CSP) ha experimentado una reducción importante de los costes, aunque no al nivel de la fotovoltaica. La reactivación del número de plantas en construcción en los últimos años, especialmente de sistemas de torre central y colectores cilindro-parabólicos, tras un período de pocos proyectos, auguran que esta reducción se sostenga en el medio plazo. Para el caso del Disco *Stirling*, la tecnología no ha pasado aún a una comercialización a gran escala, y el margen de reducción es muy grande, principalmente por una potencial escalada de la producción, aún limitada a unos pocos fabricantes, y por la mejora de la cadena de suministro.

La combinación de fotovoltaica y termosolar con almacenamiento de sales fundidas se ha consolidado como una alternativa al almacenamiento por baterías. Esta opción se beneficiaría tanto del abaratamiento de los costes de adquisición de ambas tecnologías, PV y CSP, como de las mejoras en las técnicas de monitoreo (SCADA) y gestión de la operación en la planta.

Las puntuaciones asignadas se recogen en la Tabla 7-8 para Chile y la Tabla 7-9 para Ecuador.

Chile	Futuro
	Puntuación
PV	90,00%
CSP	50,00%
PV+CSP	75,00%

Tabla 7-9: Puntuación de las perspectivas de futuro de cada escenario para Chile.

Ecuador	Futuro
	Puntuación
PV	80,00%
CSP	70,00%

Tabla 7-10: Puntuación de las perspectivas de futuro de cada escenario para Ecuador.

## 7.4.2 Puntuación final

Finalmente, la Figura 7-6 recoge los resultados para **Chile**. De ésta se deduce que:

El **escenario CSP** obtiene los valores más competitivos de LCOE (ligeramente por debajo del escenario PV+CSP), Costes de capital y Rendimiento, consiguiendo ser el único escenario que cubre la demanda por completo. Sin embargo, el excesivo coste de operación de la caldera de biomasa y los altos requerimientos de agua, junto con las emisiones, lo relegan a ser la tercera opción en la puntuación final.

En segundo lugar se encuentra el **escenario PV**, gracias a que consigue los mejores valores en cuanto a futuro e impacto ambiental, al ser el que menor agua requiere, y a unos valores competitivos de LCOE y costes de capital, ligeramente por debajo de los otros escenarios planteados. Sus principales debilidades están en el excesivo coste de reemplazo de las baterías, que dispara los costes de operación y mantenimiento, y en un rendimiento que no consigue cubrir las condiciones de demanda planteadas.

La opción híbrida, **escenario PV+CSP**, se postula como la mejor para la minería a gran escala en países con elevados niveles de radiación, como Chile. Al contrario de lo que pueda intuirse a priori, sus costes de capital están en el mismo rango que el de las opciones fotovoltaica o termosolar, al no requerir un costoso sistema de almacenamiento por baterías ni un sobredimensionamiento del campo solar, consiguiendo un LCOE de 0,0912 \$/kWh. En esta línea, sus costes de operación y mantenimiento se sitúan muy por debajo de las otras opciones planteadas, y no requiere de un grupo auxiliar que eleve los costes de operación para conseguir cubrir el 98,01% de la demanda. Por otro lado, sus emisiones son nulas, y el gasto de agua es inferior al correspondiente a la opción termosolar por separado, ya que el número de captadores es menor.



Figura 7-6: Comparativa final de los escenarios para Chile.

La Tabla 7-11 muestra las puntuaciones finales obtenidas en los tres escenarios planteados.

Chile	Puntuación final
PV	87,63%
CSP	77,20%
PV+CSP	91,27%

Tabla 7-11: Puntuación final de los escenarios para Chile.

La Figura 7-7 muestra los valores obtenidos para **Ecuador**.

En este caso, el **escenario CSP** se ve muy penalizado por el excesivo Coste de capital del sistema de Disco *Stirling*, fruto de la ya comentada poca madurez comercial de esta tecnología, que eleva, a su vez, el LCOE hasta los 0,4013 \$/kWh. En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, la complejidad del sistema, que contrasta con la sencillez de la fotovoltaica, multiplica su valor. No obstante, si se ignorasen los aspectos económicos, esta tecnología demuestra ser competitiva, con una producción anual mayor (eso sí, a un factor de capacidad y *Rendimiento energético* inferior), un consumo de agua muy reducido y emisiones nulas. Por otro lado, no hay que olvidar que las condiciones de radiación directa que presenta Ecuador no son las más favorables para la implantación de sistemas termosolares de concentración.

Por su parte el **escenario PV** demuestra el potencial de la fotovoltaica al lograr un LCOE de tan solo 0,063\$/kWh, aún cuando la planta dimensionada es de un rango de potencia medio (0,5 MW) y las condiciones de radiación, como se ha mencionado, no son muy altas.

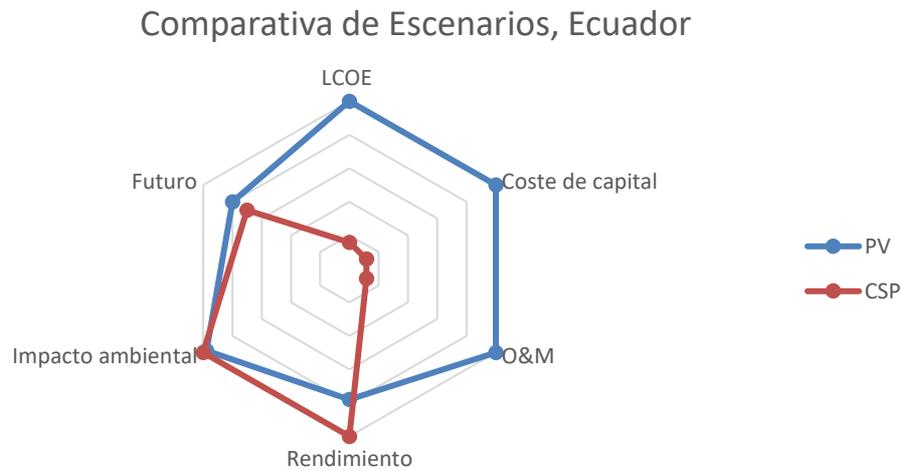


Figura 7-7: Comparativa final de los escenarios para Ecuador.

Con todo, en la Tabla 7-12 se evidencia la brecha existente entre ambas tecnologías.

Ecuador	Puntuación final
<b>PV</b>	94,10%
<b>CSP</b>	46,70%

Tabla 7-12: Puntuación final de los escenarios para Ecuador.

# 8 CONCLUSIONES

Por último, tras la elaboración del trabajo, se concluye que:

- **La Minería es y seguirá siendo un sector clave en el futuro.** En Chile, primer productor de cobre mundial, las regiones mineras al norte del país están sometidas a un estrés hídrico muy alto. Con el previsible aumento de la producción y el envejecimiento de los yacimientos, el sector minero está obligado a buscar soluciones para ahorrar agua y satisfacer los requerimientos energéticos futuros. En Ecuador, por su parte, el peso porcentual de la minería artesanal y de pequeña escala del oro es muy grande, casi tanto como el impacto que generan al procesar dicho mineral con mercurio y/o cianuro, que se filtra al suelo y a cuerpos de agua cercanos en zonas de muy alto valor ecológico.
- Como **solución al tratamiento de los efluentes mineros** se propone utilizar la **ósmosis inversa**. Con el adecuado pretratamiento, la versatilidad de esta tecnología de membrana permite que sea implantada tanto a escala artesanal como a gran escala, además de adaptarse a los estrictos requerimientos del agua para reinyección en acuíferos naturales como aquéllos algo más laxos para recirculación del agua a procesos.
- Tras analizar los datos de efluentes mineros de 39 minas de oro y cobre, se ha diseñado una instalación tipo de 3 bar de presión osmótica de 2 etapas con membranas de agua salobre (BWRO) y bomba de impulsión. Se ha obtenido un ratio de **recuperación de 76,32%** y un consumo específico de **0,81 kWh/m<sup>3</sup>**, **situando a este tipo de tratamiento en un rango muy por debajo de la desalación de agua de mar.**
- Por otro lado, como **solución al abastecimiento energético** se propone el uso de **energía solar**, para lo que se han planteado diversos escenarios que tengan en cuenta las particularidades de cada caso práctico elegido (Chile y Ecuador).
- Para el caso de **Chile**, donde la demanda energética es ininterrumpida y constante, se ha propuesto un escenario PV bifacial con almacenamiento por baterías de Ion-Litio LTO (Escenario 1 o PV), otro de CSP con colectores-cilindro parabólicos con almacenamiento térmico de sales fundidas y respaldo con caldera de biomasa (Escenario 2 o CSP), y un último escenario híbrido, que combina la PV bifacial con la CSP de colectores cilindro-parabólicos con almacenamiento térmico de sales fundidas (Escenario 3 o PV+CSP).
- Tras las simulaciones, se comprueba que la **energía solar con almacenamiento no es capaz de garantizar un suministro ininterrumpido**, y tan sólo el Escenario 2 es capaz de satisfacer la demanda por completo al hacer uso de la caldera de biomasa, frente al Escenario 1 y 3 que consiguen cubrir el 81,40%. y el 98,01% de la demanda, respectivamente.
- En cuanto a los costes, los tres escenarios planteados batien en términos de **LCOE** a las opciones convencionales de gas natural, carbón y diésel, consiguiendo un **9,73 c\$/kWh** (Escenario 1), **9,12 c\$/kWh** (2) y **9,12 c\$/kWh** (3), lo que confirma el atractivo inversor de esta tecnología. Sin embargo, aún deben salvar escollos, como los **altos costes de capital**, derivados del alto coste de las baterías (Escenario 1), que representan cerca del 55% de la inversión total, o de los costes de adquisición y montaje de la tecnología CSP (Escenario 2 y 3).
- Para el caso de **Ecuador**, donde los requerimientos de potencia son menores y la demanda es intermitente, se proponen dos escenarios, ambos sin almacenamiento: un primer escenario PV con módulos de silicio monocristalino (Escenario 1 o PV) y un segundo CSP con tecnología de Disco Parabólico con motor *Stirling* (Escenario 2 o CSP).
- Tras la simulación, se confirma el coste imbatible de la tecnología fotovoltaica cuando no requiere almacenamiento, obteniéndose un **LCOE** de tan solo **6,35 c\$/kWh** frente a los **40,13 c\$/kWh** de la opción CSP, aunque esta última logra una producción un 27% mayor a la del escenario fotovoltaico debido a su sobredimensionamiento. No obstante, tanto el **factor de capacidad** (14,17% frente a 25,90%) como el **rendimiento energético** (1.241 kWh/kWp frente a 2.270 kWh/kWp) obtenidos son peores para el caso del disco parabólico.

- Con todo, tras evaluar diversos aspectos económicos, de rendimiento, de impacto ambiental y las perspectivas de futuro, se concluye que **combinar el bajo coste de la producción fotovoltaica bifacial con el almacenamiento térmico de sales fundidas de la termosolar** es la opción más recomendable para obtener una energía eléctrica gestionable y limpia para la **minería a gran escala**. Por su parte, cuando los requerimientos de potencia sean menores y no se necesite almacenamiento, la **fotovoltaica** se postula como la opción más rentable para una **minería a menor escala** y con menor capacidad de inversión.

## 9 REFERENCIAS

---

- Acheampong, M. A., Paksirajan, K., & Lens, P. N. (2013). Assessment of the effluent quality from a gold mining industry in Ghana. *Environmental science and pollution research*, 20, 3799-3811.
- Aduvire, O. (2006). *Drenaje Ácido de Mina - Generación y Tratamiento*. Instituto Geológico y Minero de España, Dirección de Recursos Minerales y Geoambiente. Obtenido de [http://info.igme.es/SidPDF/113000/258/113258\\_0000001.pdf](http://info.igme.es/SidPDF/113000/258/113258_0000001.pdf)
- Aldomá, G. (2010). *Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW*. Universitat Rovira i Virgili. Obtenido de <http://sauron.etsr.urv.es/public/PROPOSTES/pub/pdf/1531pub.pdf>
- Altamirano, A. (2015). Disponibilidad y potencial energético de la biomasa del bosque nativo para el desarrollo de la dendroenergía en el centro-sur de Chile. *Bosque (Valdivia)*, 36(2). Obtenido de <http://dx.doi.org/10.4067/S0717-92002015000200008>
- Ambientum. (2019). *El Sol, fuente básica de energía*. Obtenido de Ambientum, portal profesional del medio ambiente.: [https://www.ambientum.com/enciclopedia\\_medioambiental/energia/el\\_sol\\_fuente\\_basica\\_de\\_energia.asp](https://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/el_sol_fuente_basica_de_energia.asp)
- Andrade, L. H., & Aguiar, A. O. (2017). Nanofiltration and reverse osmosis applied to gold mining effluent treatment and reuse. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 34(1), 93-107. Obtenido de [dx.doi.org/10.1590/0104-6632.20170341s20150082](http://dx.doi.org/10.1590/0104-6632.20170341s20150082)
- Anpier. (2019). *Anuario Fotovoltaico 2019*. Asociación nacional de productores de energía fotovoltaica. Obtenido de <https://anpier.org/wp-content/uploads/2019/06/anuario245x173-DEF.junio-2019-WEB.pdf>
- Awasthi, A., Kumar Shukla, A., M. M., Chandrakant, D., Shukla, K., Porwal, D., & Richhariya, G. (2020). Review on sun tracking technology in solar PV system. *Energy Reports, Volume 6*, 392-405. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.02.004>
- Bachiller, R. (2009). *El sol: nuestra estrella, nuestra energía*. Observatorio Astronómico Nacional, Instituto Geográfico Nacional, Ministerio de Fomento. Obtenido de <http://astronomia.ign.es/rknewsys-theme/images/webAstro/paginas/documentos/Anuario/elsolnuestraestrella.pdf>
- Banks, D., Younger, P. L., Arnesen, R. T., Iversen, E. R., & Banks, S. B. (1997). Mine-water chemistry: the good, the bad and the ugly. *Environmental geochemistry*, 32(3), 157-174.
- Bayona, E. (2012). *Acceleration Atlas of the Human Body in Running and Stair Climbing Movements*. Obtenido de ResearchGate: [https://www.researchgate.net/publication/233425138\\_Acceleration\\_Atlas\\_of\\_the\\_Human\\_Body\\_in\\_Running\\_and\\_Stair\\_Climbing\\_Movements](https://www.researchgate.net/publication/233425138_Acceleration_Atlas_of_the_Human_Body_in_Running_and_Stair_Climbing_Movements)
- BC Wild & Environmental Council for BC. (2017). *Acid Mine Drainage - Mining & Water Pollution Issues in British Columbia*. Obtenido de <https://miningwatch.ca/sites/default/files/amd.pdf>
- BCN. (2018). *Implementación del impuesto verde en Chile. Art 8º. Ley nº 20.780*. Asesoría Técnica Parlamentaria. Santiago de Chile: Biblioteca Nacional de Congreso Nacional de Chile. Obtenido de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/26723/1/BCN\\_\\_\\_Implementacion\\_de\\_Impuesto\\_Verde\\_en\\_Chile.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/26723/1/BCN___Implementacion_de_Impuesto_Verde_en_Chile.pdf)
- Blázquez Carnerero, R. M. (2011). *ESTUDIO DE LA DISTRIBUCIÓN DE FLUJO Y FACTOR DE DESBORDAMIENTO DE UN SISTEMA DE DISCO PARABÓLICO*. Sevilla: Proyecto Fin de Carrera. Ingeniería Industrial. Universidad de Sevilla. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5027/>
- Bnamericas. (23 de Octubre de 2019). Precios de la electricidad en Latinoamérica: Comparación de países. *Bnamericas*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/precios-de-la-electricidad-en-latinoamerica-comparacion-de-paises>

- Bonnélye, V., Guey, L., & Castillo, J. D. (2008). UF/MF as RO pre-treatment: the real benefit. *Desalination*, 222, 59-65. doi:dx.doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.129
- Brantes, R., & Cantallopts, J. (2019). *Informe de actualización del consumo energético de la minería del cobre al año 2018*. Dirección de Estudios y Políticas Públicas, Comisión Chilena del Cobre. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/Informe%20de%20Consumo%20de%20Energ%C3%ADa%202018.pdf>
- Bullich-Massagué, E., Cifuentes-García, F.-J., Glenny-Crende, I., Cheah-Mañé, M., Aragués-Peñalba, M., Díaz-González, F., & Gomis-Bellmunt, O. (15 de Septiembre de 2020). A review of energy storage technologies for large scale photovoltaic power plants. *Applied Energy*, 274, 115213. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115213>
- Camacho, C. G. (2012). *Termodinámica, 2º curso de Grados en Ingeniería*. Sevilla: Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- Carling, G. T., Díaz, X., & et al. (2013). Particulate and Dissolved Trace Element Concentrations in Three Southern Ecuador Rivers Impacted by Artisanal Gold Mining. *Water, air & soil pollution*, 224.
- COCHILCO. (2018). *Consumo de energía y recursos hídricos en la minería del cobre al 2017*. Obtenido de [https://www.cochilco.cl/Presentaciones/Presentaci%C3%B3n%20informe%20energ%C3%ADa%20y%20agua%20\(2018\).pdf](https://www.cochilco.cl/Presentaciones/Presentaci%C3%B3n%20informe%20energ%C3%ADa%20y%20agua%20(2018).pdf)
- COCHILCO. (2019). *Proyección de la producción de cobre en Chile 2019-2030*. Santiago de Chile: Comisión Chilena del Cobre. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Proyecci%C3%B3n%20de%20la%20producci%C3%B3n%20esperada%20de%20cobre%202019%20-%202030%20Vfinal.pdf>
- Conacyt, A. I. (9 de Enero de 2017). *Ciencia mx*. Obtenido de <http://www.cienciamx.com/index.php/tecnologia/energia/11524-universitarios-investigacion-importancia-del-sol>
- Consejo Minero. (2019). *Cifras actualizadas de la minería - Mercado mundial de minerales y participación de Chile*. Santiago de Chile: Consejo Minero. Obtenido de <https://consejominero.cl/wp-content/uploads/2019/05/Cifras-actualizadas-de-la-mineria-Mayo-2019.pdf>
- Cruz Carrascal, E. y. (2012). *Inversores en aplicaciones fotovoltaicas, PFC*. Universidad de Valladolid. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/2561/PFC-?sequence=1>
- CSIRO. (2015 de Febrero de 2015). *Percepciones chilenas hacia la minería, CSIRO Research Chile*. Obtenido de <https://www.csiro.au/es-CL/Research/Mining-manufacturing/CSIRO-Chile/Other-initiatives/Chilean-attitudes-to-mining>
- de Weert Ortiz, B. M. (2019). *Desarrollo de una herramienta de estimación de costes de sistemas micro CSP basados en turbinas de gas y disco parabólico*. Trabajo Fin de Grado, Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla.
- DOE. (2018). *Cadmium Telluride*. Obtenido de Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, US Energy Dept.: <https://www.energy.gov/eere/solar/cadmium-telluride>
- European commission. (13 de Diciembre de 2011). *commission staff working paper. materials roadmap enabling low carbon energy technologies*. Recuperado el 10 de Julio de 2020, de [https://setis.ec.europa.eu/activities/materials-roadmap/Materials\\_Roadmap\\_EN.pdf/view](https://setis.ec.europa.eu/activities/materials-roadmap/Materials_Roadmap_EN.pdf/view)
- Feini, L. (2008). Performance of Nanofiltration and Reverse Osmosis Membranes in Metal Effluent Treatment. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 16(3), 441-443. Obtenido de [https://doi.org/10.1016/S1004-9541\(08\)60102-0](https://doi.org/10.1016/S1004-9541(08)60102-0)
- Fellmeth, T., & Meier, S. (2018). Industry related approaches for bifacial p-type PERX solar cells. *Japanese Journal of Applied Physics*, 57(853). Obtenido de <https://iopscience.iop.org/article/10.7567/JJAP.57.08RB18>
- Frutos Rubio, F. (Septiembre de 2016). *Análisis del mercado fotovoltaico. La fotovoltaica como estrategia energética en la empresa española. Caso real*. Obtenido de Trabajo Fin de Carrera, etsii UPCT:

- <https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/5576/pfc6383.pdf?sequence=1>
- Fu, F., & Wang, Q. (2011). Removal of heavy metal ions from wastewaters: A review. *Journal of Environmental Management*, 92, 407-418. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2010.11.011>
- Gadré, I., & Maiorana, J. (2014). *Price Model of the Stirling Engine*. Bachelor of Science Thesis, KTH School of Industrial Engineering and Management.
- García Rodríguez, L. (2018). *SWRO desalination: Basic configurations*. Sevilla: Máster en “Sistemas de Energía Térmica”, Universidad de Sevilla.
- Generadoras de Chile. (13 de Agosto de 2020). *Generación eléctrica en Chile*. Obtenido de <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Global PV*. (2020). Obtenido de Pv magazine: <https://www.pv-magazine.com>
- González-Muñoz, M., Rodríguez, M., Luquea, S., & Álvarez, J. (2006). Recovery of heavy metals from metal industry waste waters by chemical precipitation and nanofiltration. *Desalination*, 200, 742-744. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.03.498>
- Gray, J. L. (2011). The Physics of the Solar Cell. En S. H. Antonio Luque, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (págs. 82-128). Wiley.
- Henthorne, L., & Boysen, B. (2015). State-of-the-art of reverse osmosis desalination pretreatment. *Desalination*, 356, 129-139. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.desal.2014.10.039>
- IDA. (2014). *Minería: Resultados del sector*. International Development Association, The World Bank. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/results/2013/04/14/mining-results-profile>
- IDAE. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica PER 2011-202*. Madrid. Obtenido de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e12\\_termoelectrica\\_A\\_fd47d41f.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e12_termoelectrica_A_fd47d41f.pdf)
- IEA. (2019). *Renewables 2019 Report*. Paris, <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>; IEA.
- INMET MINING. (2014). Planta de tratamiento de aguas de mina. Complejo Cobre Las Cruces. *IV Encuentro Sobre Inspección & Control de Vertidos a Sistemas Públicos de Saneamiento*, (págs. 6,10). Obtenido de <https://docplayer.es/61439359-Planta-tratamiento-de-aguas-de-mina-complejo-minero-cobre-las-cruces-gerena-sevilla-espana.html>
- IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
- IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf)
- IRENA. (2018). *Renewable Power: Climate-safe energy competes on cost alone*. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2018/Dec/Renewable-power-climate-safe-energy-competes-on-cost-alone>
- IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Obtenido de [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)
- Javier Guerrero-Perez, J. N. (2018). *BiTEC: How to simulate bifacial projects?* Soltec - Bifacial Tracker Evaluation Center. Obtenido de [https://lab.soltec.com/wp-content/uploads/2019/07/BiTEC-whitepaper-2\\_en-1.pdf](https://lab.soltec.com/wp-content/uploads/2019/07/BiTEC-whitepaper-2_en-1.pdf)
- Jiang, S., Li, Y., & Ladewig, B. P. (2017). A review of reverse osmosis membrane fouling and control strategies. *Science of the Total Environment*, 595, 567-583. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.03.235>
- Jihong Wang, M. D. (Octubre de 2014). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137, 551-536. Obtenido de [http://wrap.warwick.ac.uk/63615/1/WRAP\\_Luo\\_1-s2.0-S0306261914010290-main.pdf](http://wrap.warwick.ac.uk/63615/1/WRAP_Luo_1-s2.0-S0306261914010290-main.pdf)

- John O'Ryan Surveyors. (2016). *ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE BIOMASA COMO FUENTE DE ENERGÍA TÉRMICA ENTRE LAS REGIONES DE O'HIGGINS Y AYSÉN*. Centro de Innovación y Fomento Energías Sustentables (CIFES). Obtenido de [http://achbiom.cl/wp-content/uploads/2018/05/Estudio\\_JOS\\_caracterizacion\\_mercado\\_biomasa\\_termica.pdf](http://achbiom.cl/wp-content/uploads/2018/05/Estudio_JOS_caracterizacion_mercado_biomasa_termica.pdf)
- Jungbin, K., Kiho, P., Dae Ryook, Y., & Seungkwan, H. (2019). A comprehensive review of energy consumption of seawater reverse osmosis desalination plants. *Applied Energy*, 254, 113652. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113652>
- Kelsey A. W. Horowitz, R. F. (2017). *An Analysis of the Cost and Performance of Photovoltaic Systems as a Function of Module Area*. Denver: NREL. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67006.pdf>
- Kosuke Kurokawa, K. K. (2012). *Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems*. EarthScan.
- Kyriakopoulos, G. A. (Dec. de 2015). Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, 1044-1067. Obtenido de [www.elsevier.com/locate/rser](http://www.elsevier.com/locate/rser)
- Larkin, A. (2013). *Environmental debt. The hidden costs of the changing global economy*. Nueva York: Palgrave MacMillan.
- Lazard. (2014). *Levelized Cost of Energy Analysis (eighth ed.)*. Lazard. Obtenido de [https://www.lazard.com/media/1777/levelized\\_cost\\_of\\_energy\\_-\\_version\\_80.pdf](https://www.lazard.com/media/1777/levelized_cost_of_energy_-_version_80.pdf)
- Liangzhong Yao, e. a. (2016). Challenges and Progresses of Energy Technology and its applications in Power Systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, 4(4), 519-528. Obtenido de <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0248-x>
- Lira, A. (2018). Principios de propagación de luz, calor y sonido. *Unidades de Apoyo para el Aprendizaje. CUAED-UNAM/Facultad de Arquitectura*. Obtenido de <https://uapa.cuaed.unam.mx/node/982>
- Losada, J. (2009). *ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE DISCO PARABÓLICO CON MOTOR STIRLING*. Madrid: Proyecto Fin de Carrera. Ingeniería Industrial. Universidad Carlos III de Madrid. Obtenido de <https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/7869/Proyecto%20Dish%20Stirling.pdf;jsessionid=863E58128149F7C6FE138AC954DE4873?sequence=1>
- Luque, S. H. (2011). Achievements and Challenges of Solar Electricity from Photovoltaics . En A. L. al., *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Second Edition* (págs. 27-35). WILEY.
- MacKnick, J., Newmark, R., Heath, G., & Hallet, K. (2011). *A review of operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/50900.pdf>
- Magaz, P. G. (2018). *Comparación de modelos físicos de captadores cilindro-parabólico*. Trabajo Fin de Grado, Universidad de Sevilla, Ingeniería Energética, Sevilla. Obtenido de [https://fama.us.es/permalink/34CBUA\\_US/3enc2g/alma991013155101804987](https://fama.us.es/permalink/34CBUA_US/3enc2g/alma991013155101804987)
- Martínez, M. R. (2011). *Comparativa tecnologías de Producción de Energía Solar Termoeléctrica*. Proyecto fin de Master, Máster en Sistemas de Energía Térmica, Universidad de Sevilla. Obtenido de [https://fama.us.es/permalink/34CBUA\\_US/3enc2g/alma991011006509704987](https://fama.us.es/permalink/34CBUA_US/3enc2g/alma991011006509704987)
- Masindi, V. (2017). Recovery of drinking water and valuable minerals from acid mine drainage using an integration of magnesite, lime, soda ash, CO<sub>2</sub>, and reverse osmosis treatment processes. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 5, 3136-3142. Obtenido de [dx.doi.org/10.1016/j.jece.2017.06.025](https://doi.org/10.1016/j.jece.2017.06.025)
- McKinsey & Co. (2020). *Climate risk and decarbonization: What every mining CEO needs to know*. McKinsey & Company. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/climate-risk-and-decarbonization-what-every-mining-ceo-needs-to-know>
- Michael Geyer, E. L. (2002). EURO TROUGH - Parabolic Trough Collector Developed for Cost Efficient Solar Power Generation. *11th Int. Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies*, (pág. 2). Zurich. Obtenido de

- <https://pdfs.semanticscholar.org/05d9/f0252f2ee5e11dce8443c0b0b3a4371765fc.pdf>
- Mira, E. (7 de Abril de 2008). Impactos socioeconómicos de la industria minera en Centroamérica. *Observatorio de Mutinacionales de América Latina*. Obtenido de <http://omal.info/spip.php?article3528>
- Montes, C., & Cantallopts, J. (2018). *Consumo de agua en la minería del cobre al 2017*. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Consumo%20de%20agua%20en%20la%20mineria%20del%20cobre%20al%202017.pdf>
- Montes, C., & Cantallopts, J. (2019). *Consumo de agua en la minería del cobre al 2018*. COCHILCO. Obtenido de <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Consumo%20de%20agua%20en%20la%20mineria%20del%20cobre%20al%202018%20-%20Version%20Final.pdf>
- Montes, J. (2020). *Tratamiento de efluentes de la industria minera mediante tecnología de membrana. Aplicación a Chile y Ecuador*. Sevilla: Trabajo Fin de Máster, Máster Universitario en Ingeniería Industrial, Universidad de Sevilla.
- Moskowitz, S. (2016). *The Global PV Inverter and MLPE Landscape H2 2016. Prices, Forecasts, Market Shares and Vendor Profiles*. gtmresearch. Obtenido de <https://www.eqmagpro.com/wp-content/uploads/2016/12/GTMR-Global-PV-Inverter-and-MLPE-Landscape-H2-2016-ES.pdf>
- Mostafa Mehrdash, D. R. (2013). Effects of Surroundings Snow Coverage and Solar Tracking on PV Systems in Canada. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 5, 053119. Obtenido de <https://doi.org/10.1063/1.4822051>
- Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., & Sharifi, A. (2009). A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 8,* 1800-1818. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.022>
- Moya, E. Z. (2016). *Módulo: Electricidad Termosolar - Captadores Cilindroparabólicos*. Escuela de Organización Industrial. Obtenido de [https://static.eoi.es/savia/documents/zarza\\_sesiones\\_13\\_y\\_14.pdf](https://static.eoi.es/savia/documents/zarza_sesiones_13_y_14.pdf)
- Narváez, J., Richter, P., & Toral, M. I. (2007). Preliminary physical chemical characterization of river waters and sediments affected by copper mining activity in central Chile. Application of multivariable analysis. *Journal of Chilean chemical society*, 52(3), 1261-1265.
- Nasirian, M. (2007). A new water quality index for environmental contamination contributed by mineral processing: a case study of amang (tin tailing) processing activity. *Journal of applied sciences*, 7(20), 2977-2987.
- Nathoo, J., Jivanji, R., & Lewis, A. (2009). Freezing your brines off: eutectic freeze crystallization for brine treatment. *International Mine Water Conference*, (págs. 431-437). Obtenido de [https://imwa.info/docs/imwa\\_2009/IMWA2009\\_Nathoo.pdf](https://imwa.info/docs/imwa_2009/IMWA2009_Nathoo.pdf)
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2018). Cost metrics of electrical energy storage technologies in potential power system operations. *Sustain Energy Technol Assess*, 25, 43-59. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.12.001>
- Nordstrom, D. K., Ball, J. W., Donahoe, R. J., & Whittemore, D. (1989). Groundwater chemistry and water-rock interactions at Stripa. *Geochimica et Cosmochimica Acta - Journal*, 53, 1727-1740.
- NREL. (2016). *Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States: Methodology and Initial Results*. Oak Ridge, TN: NREL. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64503.pdf>
- NREL. (2020). *Best Research-Cell Efficiency Chart*. Obtenido de Photovoltaic Research: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Ortiz, B. M. (2019). *Desarrollo de una herramienta de estimación de costes de sistemas micro CSP basados en turbinas de gas y disco parabólico*. Trabajo Fin de Grado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, Ingeniería Energética, Sevilla. Obtenido de [https://fama.us.es/permalink/34CBUA\\_US/3enc2g/alma991013247008004987](https://fama.us.es/permalink/34CBUA_US/3enc2g/alma991013247008004987)
- Osman, M. S. (2017). Integrated treatment of acid mine drainage using BOF slag, lime/soda ash and reverse

- osmosis (RO): Implication for the production of drinking water. *Desalination*, 424, 45-52. Obtenido de [dx.doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.002](https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.002)
- Papadopoulos, A., Fatta, D., Parperis, K., Mentzias, A., Haralambous, K.-J., & Loizidou, M. (2004). Nickel uptake from a wastewater stream produced in a metal finishing industry by combination of ion-exchange and precipitation methods. *Separation and Purification Technology*, 39(3), 181-188. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2003.10.010>
- Pelegry, E. Á., & Basterra, M. L. (2018). *La energía en Chile. Un banco de pruebas para las estrategias y las transiciones energéticas*. Bilbao: Orkestra. Instituto Vasco de Competitividad. Fundación Deusto. Obtenido de <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/La-energia-en-Chile.pdf>
- Peñate Suárez, B., & García-Rodríguez, L. (2017). SEAWATER REVERSE OSMOSIS DESALINATION TECHNOLOGY: DESCRIPTION. En *Energy-Efficient Design of Seawater Reverse Osmosis Desalination Technology*.
- Pérez-González, A., Urtiaga, A., Ibáñez, R., & Ortiz, I. (2012). State of the art and review on the treatment technologies of water reverse osmosis concentrates. *Water Research*, 46(2), 267-283. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.watres.2011.10.046>
- Pizarro, J., Vergara, P. M., Rodríguez, J. A., & Valenzuela, M. A. (2010). Heavy metals in northern Chilean rivers: spatial variation and temporal trends. *Journal of hazardous materials*, 181, 747-754.
- PNUMA. (2008). El uso del mercurio en la minería del oro artesanal y en pequeña escala, Módulo 3. En P. d. Ambiente. Obtenido de [https://ige.org/archivos/IGE/mercurio\\_en\\_la\\_Mineria\\_de\\_Au.pdf](https://ige.org/archivos/IGE/mercurio_en_la_Mineria_de_Au.pdf)
- PwC Chile. (2018). *7 razones para implementar eficiencia energética en la minería*. Obtenido de Publicaciones - PwC Chile: [https://www.pwc.com/cl/es/prensa/columnas-de-opinion/7\\_razones\\_eficiencia\\_energetica0.html](https://www.pwc.com/cl/es/prensa/columnas-de-opinion/7_razones_eficiencia_energetica0.html)
- R.Thiruvengkatachari. (2016). Application of integrated forward and reverse osmosis for coal mine wastewater desalination. *Separation & Purification Technology*, 163, 181-188. Obtenido de [dx.doi.org/10.1016/j.seppur.2016.02.034](https://doi.org/10.1016/j.seppur.2016.02.034)
- Rainer Schröer, R. V. (2014). *Análisis de los Consumos Energéticos para Aplicaciones CSP/CST y PV en la Minería Chilena*. Bonn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Obtenido de [https://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Analisis-de-los-consumos-energeticos-para\\_aplicaciones-CSP-CST-y-PV-en-Mineria-Chilena.pdf](https://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Analisis-de-los-consumos-energeticos-para_aplicaciones-CSP-CST-y-PV-en-Mineria-Chilena.pdf)
- Randall, D., Nathoo, J., & Lewis, A. (2011). A case study for treating a reverse osmosis brine using eutectic freeze crystallization-approaching a zero waste process. *Desalination*, 266, 256-262. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.desal.2010.08.034>
- Real, E. B. (2011). *Prototipo de campo de colectores solares cilindro-parabólicos para generación de calor a alta temperatura*. Proyecto fin de carrera, Universidad Carlos III de Madrid, Madrid.
- Reina, M. (2018). *Tratamiento de aguas industriales mineras mediante ósmosis inversa: Aplicación a Perú*. Sevilla: Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- Ricci, B. C., & D. Ferreira, C. (2015). Integration of nanofiltration and reverse osmosis for metal separation and sulfuric acid recovery from gold mining effluent. *Separation and Purification Technology*, 154, 11-21. Obtenido de [dx.doi.org/10.1016/j.seppur.2015.08.040](https://doi.org/10.1016/j.seppur.2015.08.040)
- Schachinger, M. (2020). *pvXchange*. Obtenido de <https://www.pvxchange.com/de/aktuelles/preisindex>
- Secretaría Nacional del Agua de Ecuador. (2010). *Informe técnico. Muestreo de la calidad del agua en la cuenca del río Cayapas, provincia de Esmeraldas, en los cantones Eloy Alfaro y San Lorenzo*.
- SGM. (22 de Marzo de 2017). *Museo Virtual de Geología del SGM*. Obtenido de [https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones\\_geologicas/Explotacion-minera.html](https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Explotacion-minera.html)
- Sitio web del Proyecto REMIND*. (s.f.). Obtenido de <http://www.remindproject.eu>

- Sitio web del Proyecto SOLMIDEFF.* (s.f.). Obtenido de <http://institucional.us.es/solmidEFF/>
- SOLARGIS. (2019). *Mapas de recursos solares y datos GIS.* SOLARGIS. Obtenido de <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download>
- Srivastava, N., & Majumder, C. (2008). Novel biofiltration methods for the treatment of heavy metals from industrial wastewater. *Journal of Hazardous Materials*, 151(1), 1-8. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2007.09.101>
- Sukhatme, S. (2008). *Solar energy principles of thermal collection and storage. 3rd Edition.* Noida: Tata McGraw-Hill.
- Tecnosol. (2 de Julio de 2019). *TECNOLOGIA PERC y HALF CELL en PANELES SOLARES, Blog Tecnosol.* Obtenido de <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- The World Bank. (10 de Diciembre de 2019). *Rentas Mineras (% PIB) - DATOS - BANCO MUNDIAL.* Obtenido de <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MINR.RT.ZS?end=2018&start=2018&view=map>
- UN Environment. (2019). *Global Mercury Assessment 2018.* Génova: UN Environment Programme, Chemicals and Health Branch. Obtenido de <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/27579/GMA2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Valente, T. M., & Leal Gomes, C. (2009). Occurrence, properties and pollution potential of environmental minerals in acid mine drainage. *Science of the total environment*, 407, 1135-1152.
- Vandegrift, R., Thomas, D. C., Roy, B. A., & Levy, M. (2018). *Alcance de las concesiones mineras recientes en Ecuador.* Rainforest Information Center. Obtenido de <https://ecuadorendangered.com/research/reports/RIC-Mapping-Report-v1.1-20180117-esp.pdf>
- VDMA. (2019). *International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV). Results 2018 including maturity report 2019. Tenth Edition.* Siemens AG. Obtenido de <https://itrpv.vdma.org/>
- Veiga, M., Angeloci, G., Hitch, M., & Velasquez-Lopez, P. C. (2014). Processing centres in artisanal gold mining. *Journal of Cleaner Production*, 64, 535-544. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2013.08.015>
- Veiga, M., Nunes, D., Klein, B., A. Shandro, J., Colon Velasquez, P., & N. Sousa, R. (2009). Mill leaching: a viable substitute for mercury amalgamation in the artisanal gold mining sector? *Journal of Cleaner Production*, 17(15), 1373-1381. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2009.03.012>
- World Economic Forum. (2016). *Mining and Metals in a Sustainable World. Demand Implications for Mining and Metals Companies in a Sustainable World.* World Economic Forum. Obtenido de [http://reports.weforum.org/mining-and-metals-in-a-sustainable-world/foreword/?doing\\_wp\\_cron=1602576364.6879029273986816406250](http://reports.weforum.org/mining-and-metals-in-a-sustainable-world/foreword/?doing_wp_cron=1602576364.6879029273986816406250)
- World Energy Trade. (4 de Enero de 2020). *El futuro del sector minero: pronósticos globales.* Obtenido de Metales - World Energy Trade: <https://www.worldenergytrade.com/metales/mineria/el-futuro-del-sector-minero-pronosticos-globales>
- X. Luo, J. W. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Appl Energy*, 137, 511-536. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
- Zayed, M. E., Zhao, J., Li, W., & Elsheikh, A. H. (2020). Performance prediction and techno-economic analysis of solar dish/stirling system for electricity generation. *Applied Thermal Engineering*, 164(114427). Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114427>
- Zilanli, G. A., & Eray, A. (2017). Feasibility Study of Dish/Stirling Power Systems in Turkey. *AIP Conference Proceedings*, (págs. 1850, 160029). Obtenido de <https://aip.scitation.org/doi/pdf/10.1063/1.4984563>
- Zolnikova, T. R., & Ortiz, D. R. (2018). A systematic review on the management and treatment of mercury in artisanal gold mining. *Science of The Total Environment*, 633, 816-824. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.03.241>



# ANEXOS

---

## **ANEXO I: Proceso productivo del cobre y gasto energético asociado**

<b>Proceso</b>	<b>Subproceso</b>	<b>Descripción</b>	<b>Gasto Energético</b>
<b>Extracción – Rajo abierto</b>	Perforación	Apertura de huecos en el macizo rocoso para colocar explosivos.	Según mina. Consumo de diesel asociado a los equipos de perforación.
	Tronadura	Voladura del explosivo.	Consumo marginal de energía eléctrica asociado al detonador.
	Carguío	Carga de camiones con el material fragmentado.	Gasto eléctrico (palas eléctricas) y diésel (palas hidráulicas y cargadores)
	Transporte	Transporte del material hacia la zona cercana de chancado y del lastre lejos del rajo.	Gasto de diésel dependiente de la distancia. Gasto principal en transporte de lastre.
	Chancado	Disminución del tamaño de las rocas mineralizadas.	Cosumo eléctrico de alta potencia.
<b>Extracción – Mina Subterránea</b>	Perforación	Apertura de huecos en el macizo rocoso para colocar explosivos.	Energía eléctrica para los equipos.
	Tronadura	Voladura del explosive aprovechando la veta del mineral.	Consumo marginal de energía eléctrica asociado al detonador.
	Carguío	Carga de LHD (cargadores de baja altura)	Consumo de diésel de los cargadores.
	Transporte	Transporte del material en los mismos cargadores.	Diésel.
	Chancado	Igual que mina de rajo. El transporte del material chancado puede hacerse por ferrocarril o por gravedad y/0 cintas transportadoras.	Consumo eléctrico significativo ligado al ferrocarril o a las Cintas
<b>Cobre procedente de óxidos – vía Hidrometalúrgica</b>			
<b>Planta de Lixivación</b>	Chancado para lixivación	Chancado secundario para afinar aún más el mineral.	Consumo eléctrico importante asociado a los chancadores y Cintas transportadoras.
	Aglomeración	Aglomeración del material.	Consumo eléctrico del tambor acumulador.

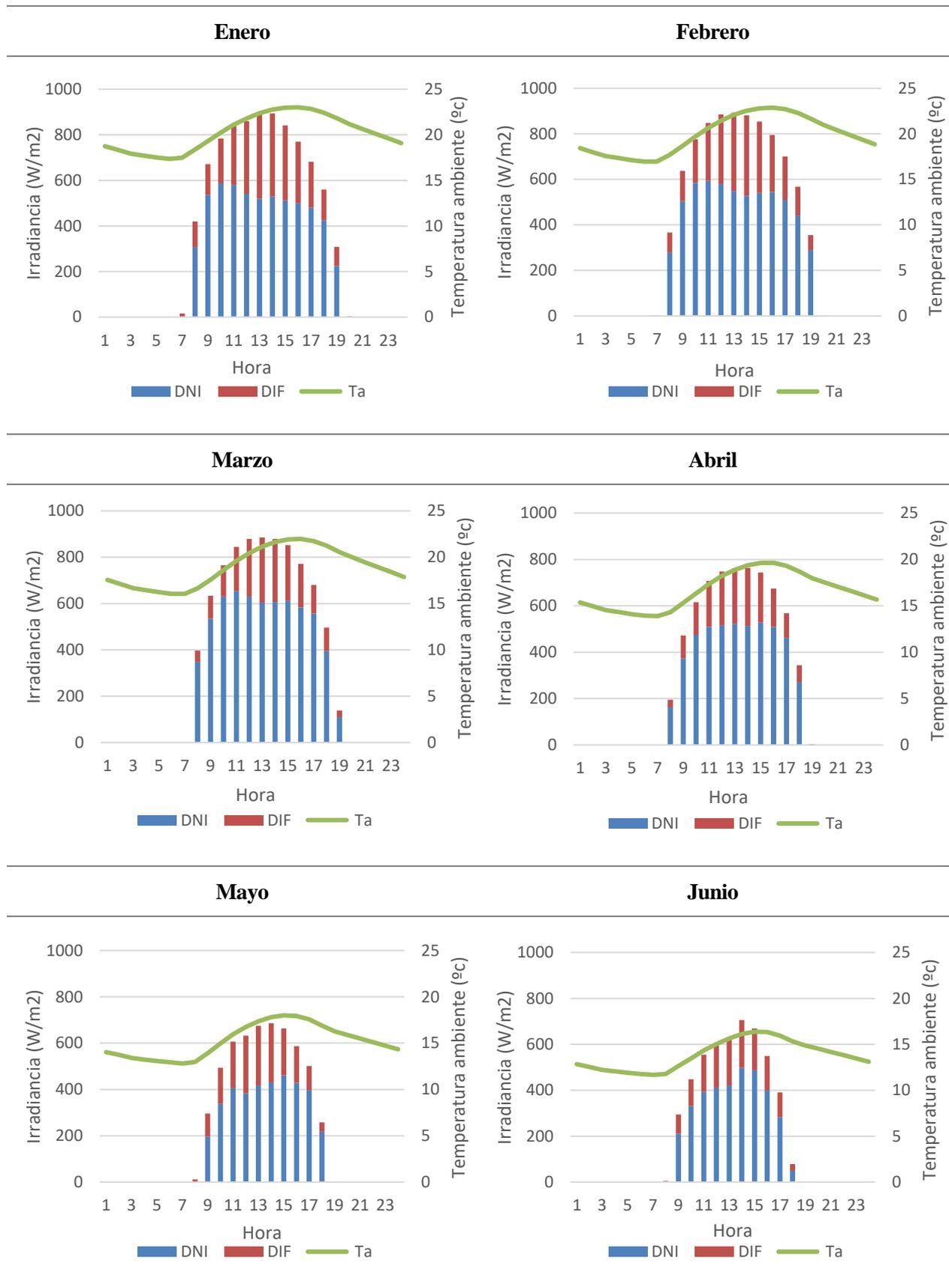
<b>Planta de Extracción</b>	Lixivación (Lx)	Mezcla homogénea de las partículas con una mezcla de agua y ácido sulfúrico, para traspasar el ion cobre a la solución, formando sulfato de cobre.	Consumo eléctrico asociado a las bombas.
	Extracción por solventes (Sx)	La acción fisicoquímica limpia y enriquece la solución ácida.	Consumo eléctrico asociado a las bombas.
	Electro-Obtención (EW)	El cobre es extraído mediante electrolisis y depositado en una placa.	Consumo eléctrico en el proceso.
	Pre calentamiento del electrolito	Pre calentamiento para aumentar la captación de cobre y estabilizar las reacciones.	Alto consumo de energía térmica. El aporte (45-55°C) se realiza a través de intercambiadores con agua caliente proveniente de diesel o GNL.
<b>Cobre sulfurado – Concentración y Pirometalurgia</b>			
<b>Proceso</b>	<b>Subproceso</b>	<b>Descripción</b>	<b>Consumo Energético</b>
<b>Planta concentradora</b>	Chancado para concentración	Chancado secundario para afinar aún más el mineral.	Consumo eléctrico importante asociado a los chancadores, harneros y cintas transportadoras.
	Molienda SAG y de bolas	Etapas sucesivas de molienda en molino SAG y tradicional de bolas, donde se mezcla con agua para generar una pulpa mineralizada.	Es la etapa de mayor consumo eléctrico por tonelada de mineral, asociado a bombas, molinos, harneros y cintas.
	Flotación	La pulpa se deposita en celdas donde se inyecta aire y es agitada, generando una espuma superficial en la que se concentra el mineral adherido a las burbujas.	Eléctrico asociado a los motores de los aireadores y de los ejes de rotación de las celdas y a las bombas.
	Tratamiento de relaves	El remanente del concentrado pasa a grandes espesadores circulares, en los que se recupera parte del agua limpia, para luego acabar en los tanques de relave.	Eléctrico para el movimiento de los motores de los espesadores y las bombas.
	Filtros	El concentrado resultante de la flotación es filtrado para eliminar al máximo el agua	Importante consumo eléctrico asociado a las bombas.

<b>Fundición</b>	Secado	Mediante el secado se reduce la humedad del concentrado de valores de 6 a 8% a 0,2 a 0,3%.	Eléctrico suministrado a los tambores giratorios secadores y a los colectores de polvo. Térmico (vapor 180°C) para el secado aprovechando los gases generados en la fusión.
	Fusión	El concentrado se funde a 1200°C para separar por peso los distintos componentes.	Energía térmica ligada al Horno Flash.
	Limpieza de escoria	La escoria queda flotando y se evacúa por un horificio opuesto al de la salida del metal.	-
<b>Refinado</b>	Conversión	El metal es insuflado con aire enriquecido para eliminar el azufre presente generando SO <sub>2</sub> .	Eléctrico asociado a los insufladores.
<b>Piro-Refinación</b>		El metal que contiene aún algunas impurezas es nuevamente oxidado, escoriado y reducido inyectándole Gas Natural con Vapor de Aire.	Eléctrico asociado a los insufladores.
<b>Moldeo</b>		El metal es vaciado en moldes generando Ánodos de Cobre Blister del 99,6% de pureza.	-

Tabla 0-1: Proceso productivo del cobre y gasto energético asociado. Elaboración propia a partir de (Rainer Schröer, 2014)

## ANEXO II: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Chile

### Recurso Solar



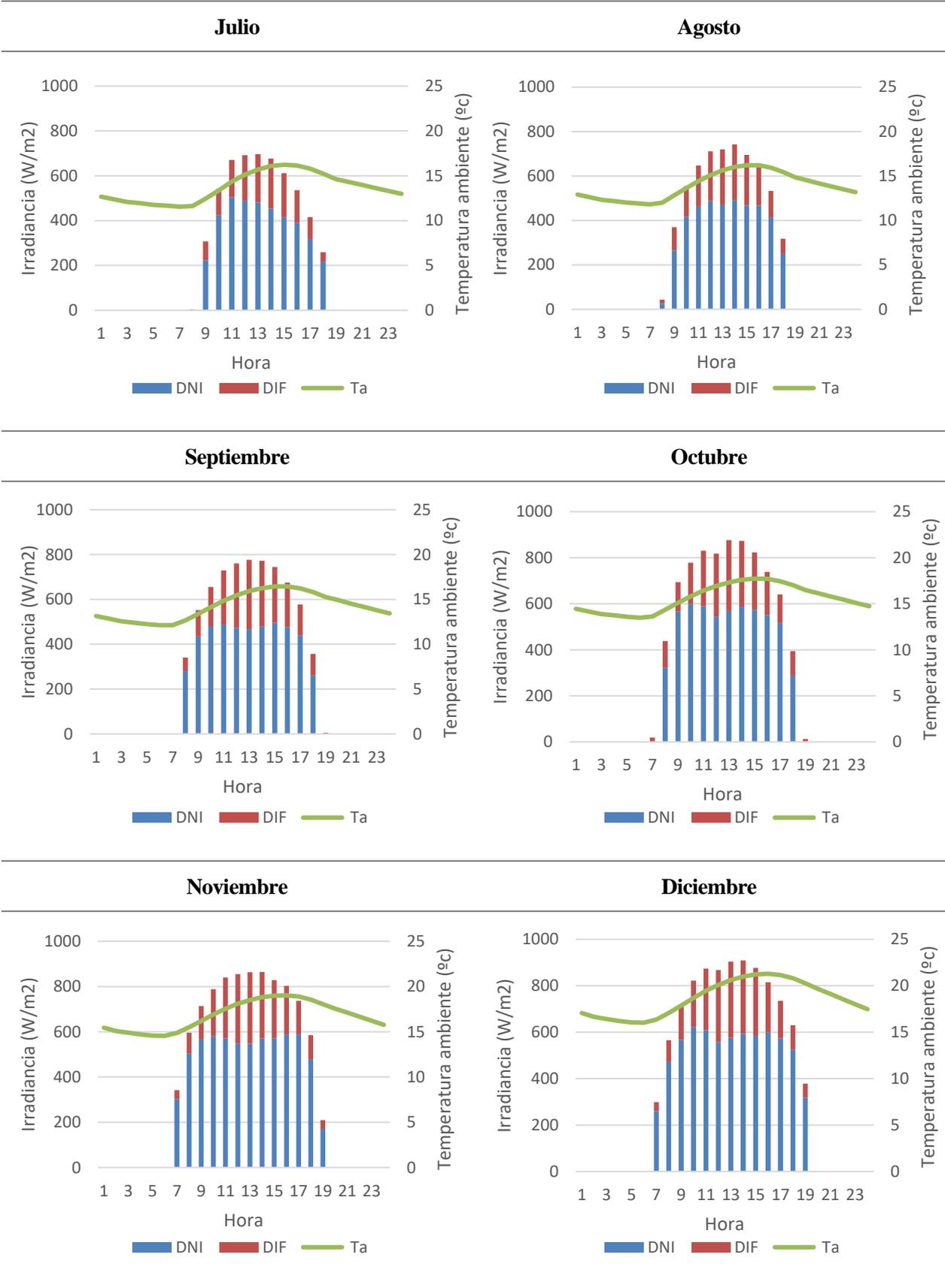


Figura 0-1: TMY horarios medios de cada mes para Chile. Elaboración propia con datos de Meteonorm v7.3.

### Cálculo del albedo

Como ya se ha comentado, el albedo es un parámetro crucial en la producción de la planta fotovoltaica bifacial, siendo en muchos casos el factor decisivo para la elección o rechazo de esta tecnología. Es por ello que era de importancia analizarlo detenidamente y no pasar por alto las deficiencias observadas en el software meteorológico utilizado hasta ahora.

Los datos se obtiene del producto MCD43A3 v6 de MODIS (*Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer*) espectrómetro instalado en los satélites Terra y Aqua de la agencia espacial norteamericana (NASA). Tras varios niveles previos de preprocesamiento, el producto MCD43A3 integra los valores de la BRDF -*Bidirectional Radiation Distribution Function* (MCD43A1), que parametriza la reflectancia espectral.

El WSA o albedo de cielo blanco será la integral de todos los rayos sobre el semicírculo completo, suponiendo que se distribuyen uniformemente, es decir, podría entenderse como el albedo considerando que toda la radiación fuese difusa. Por su parte, el albedo de cielo negro o BSA, se obtiene integrando todos los rayos sobre una dirección preferente del espacio, como si toda la radiación fuese, en este caso, directa. El procedimiento es el que sigue:

En primer lugar, se obtiene la serie temporal para un horizonte de en torno a 10 años. En este caso, de 2010 a marzo de 2020.

Serie temporal utilizada para el cálculo, 2010-2020\*

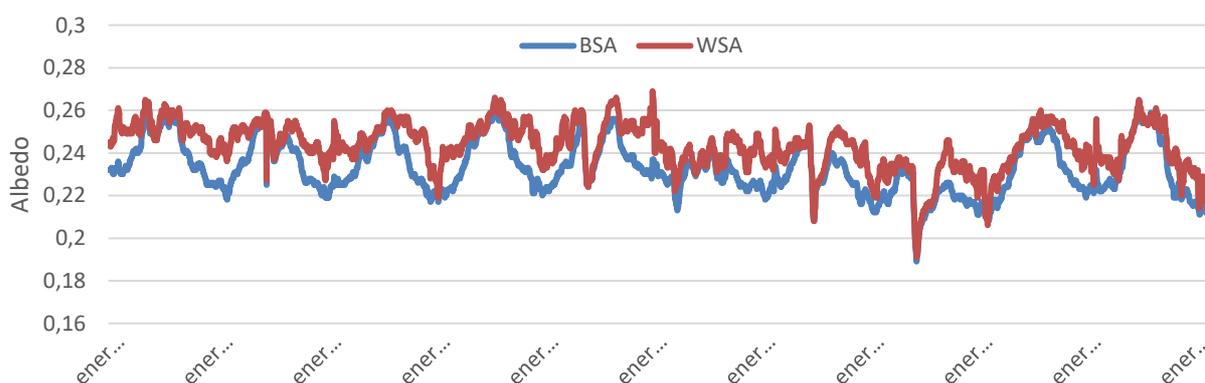


Figura 0-2: Serie temporal del albedo (2010-2020), Chile. MCD43A3 (MODIS, NASA)

Con éstos, se calculan los valores mensuales del BSA y WSA, para así caracterizar la evolución típica del albedo a lo largo del año. Ambos se ponderan con la fracción de difusa ( $K=DHI/GHI$ ) y se obtiene el albedo de cielo azul.

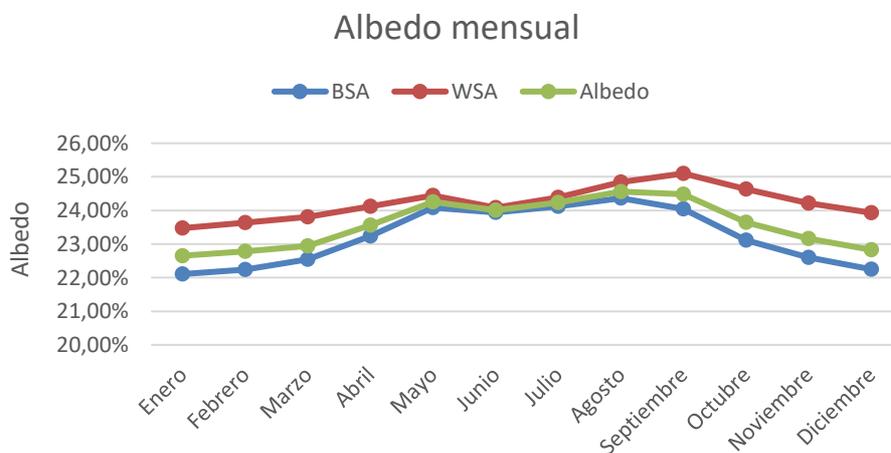


Figura 0-3: Valores mensuales del Albedo de cielo negro (BSA), cielo blanco (WSA) y cielo azul (Albedo). , Chile. MCD43A3 (MODIS, NASA)

Estos datos tienen una resolución de 500m y, a menudo, son más conservadores que el valor real.

Por ello, suponemos que el albedo medido en el terreno de nuestra mina en enero es del 30%. Se compara con el albedo satelital y se obtiene la evolución del albedo del terreno a lo largo del año.

<b>Mes</b>	<b>BSA</b>	<b>WSA</b>	<b>K</b>	<b>Albedo azul</b>	<b>Albedo medido</b>	<b>Albedo final</b>
<b>Enero</b>	22,11%	23,47%	0,400	22,65%	30%	30,00%
<b>Febrero</b>	22,24%	23,64%	0,384	22,78%		30,17%
<b>Marzo</b>	22,54%	23,81%	0,318	22,95%		30,39%
<b>Abril</b>	23,24%	24,12%	0,368	23,56%		31,20%
<b>Mayo</b>	24,08%	24,44%	0,464	24,25%		32,12%
<b>Junio</b>	23,94%	24,08%	0,436	24,00%		31,79%
<b>Julio</b>	24,13%	24,39%	0,417	24,23%		32,09%
<b>Agosto</b>	24,36%	24,84%	0,412	24,56%		32,53%
<b>Septiembre</b>	24,05%	25,10%	0,411	24,48%		32,42%
<b>Octubre</b>	23,12%	24,63%	0,351	23,65%		31,32%
<b>Noviembre</b>	22,60%	24,22%	0,349	23,16%		30,68%
<b>Diciembre</b>	22,25%	23,93%	0,347	22,83%		30,24%
<b>Promedio</b>	<b>23,22%</b>	<b>24,22%</b>	<b>0,388</b>	<b>23,59%</b>	<b>30%</b>	31,25%

**Parámetros simulación: Escenario 1-PV (Bifacial)**

**Costes del sistema**

<b>Costes directos de capital</b>	
Módulos (\$/Wp)	0,37
Inversores(\$/Wp)	0,04
Batería (\$/kWh + \$/kW)	250; 900
Equipamiento auxiliar ,BOP (\$/Wp)	0,20
Mano de obra instalación (\$/Wp)	0,10
Contingencia (%)	3
<b>Costes indirectos de capital</b>	
Dirección de Ingeniería (\$/Wp)	0,03
Conexión a red (\$/Wp)	0,03
Terreno (\$/acre)	10.000
<b>Operación y mantenimiento (O&amp;M)</b>	
Coste por capacidad (\$/kW-yr)	45
Coste por generación (\$/MWh)	3

**Parámetros financieros**

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
TIR objetivo	5%
Año TIR objetivo	20
Evlución PPA	1%
Período de análisis	25
Inflación	0,5%
Tasa real de descuento	5,5%
Impuestos federales	21%
Impuestos estatales	0%
Impuestos de venta	5%

<b>Coste del seguro</b>	0,5%
<b>Porcentaje asegurado</b>	100%
<b>Depreciación anual</b>	3%
<b>Impuestos sobre la propiedad</b>	2,5%
<b>Valor residual</b>	12,5%
<b>Porcentaje de deuda</b>	50%
<b>Moratoria</b>	0
<b>Plazo</b>	18
<b>Tasa de interés anual</b>	5%
<b>Costes liquidación deuda</b>	0
<b>Cargos iniciales</b>	2,75%

### Parámetros simulación Escenario 2 – CSP (CPP)

#### Parámetros del sistema

<b>Campo solar</b>	
<b>Espacio entre filas</b>	15m
<b>Rendimiento bomba HTF</b>	0,85
<b>Subsecciones del campo</b>	4
<b>Desenfoco parcial</b>	Secuencial
<b>Tipo fluido HTF</b>	Therminol VP-1
<b>Temperatura de protección frente a congelamiento</b>	120°C
<b>Flujo mínimo lazo</b>	1 kg/s
<b>Flujo máximo lazo</b>	12 kg/s
<b>Orientación colectores</b>	0° azimuth; 0° inclinación.
<b>Número de lavados por año</b>	52 (semanal)
<b>Uso de agua por lavado</b>	0,7 l/m <sup>2</sup> apertura
<b>SCA por lazo</b>	4

<b>Colectores (SCAs)</b>	
<b>Modelo</b>	<i>EuroTrough ET150</i>
<b>Área de apertura</b>	817,5 m <sup>2</sup>
<b>Ancho estructura</b>	5,75 m
<b>Longitud</b>	150 m
<b>Número de módulos por conjunto</b>	12
<b>Error de tracking</b>	0,99
<b>Error óptico general</b>	0,99
<b>Factor de ensuciamiento</b>	0,97
<b>Modificador del ángulo de incidencia (solsticio de verano, calculado)</b>	0,896978
<b>Receptores (HCEs)</b>	
<b>Modelo</b>	<i>Schott PTR80</i>
<b>Flujo</b>	Tubular
<b>Material absorbedor</b>	304L
<b>Diámetro absorbedor (interior; exterior)</b>	0,076 m; 0,08 m
<b>Diámetro del vidrio (interior; exterior)</b>	0,115 m; 0,12 m
<b>Ciclo de potencia</b>	
<b>Tiempo de arranque</b>	0,5 horas
<b>Presión de diseño de la caldera</b>	100 bar
<b>Tipo de refrigeración</b>	Por aire
<b>Temperatura ambiente de diseño</b>	38°C
<b>Almacenamiento térmico</b>	
<b>Fluido de almacenamiento</b>	<i>Hitec Solar Salt (60 % NaNO<sub>3</sub> + 40 % KNO<sub>3</sub>)</i>
<b>Volumen HTF necesario</b>	22106,4
<b>Altura del tanque de sales</b>	18 m
<b>Altura mínima del tanque de sales</b>	1 m
<b>Número de tanques en paralelo</b>	1

<b>Temperatura de diseño, tanque frío; tanque caliente</b>	250 °C; 365 °C
<b>Cercanía al intercambiador de calor (ambos tanques)</b>	5°
<b>Eficiencia</b>	98%
<b>Sistema</b>	
<b>Gestión de la energía</b>	Ver Figura 0-4
<b>Límites de vertido a red</b>	No
<b>Degradación</b>	0,2% anual a partir del Año 2

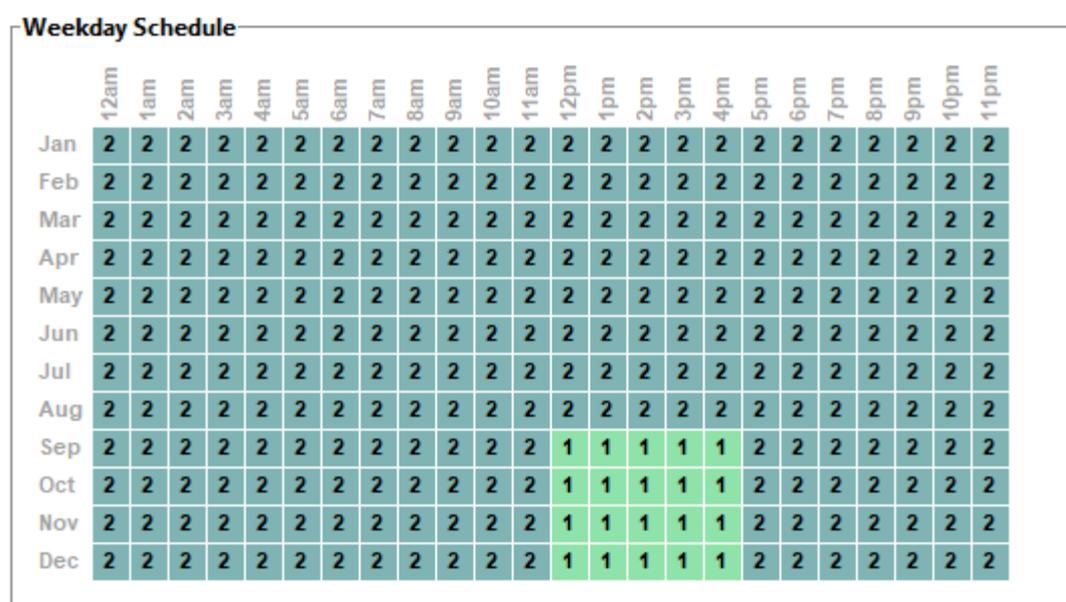


Figura 0-4: Control del almacenamiento, caso Chile. (Periodo 1: 1,05 \* operación normal; Periodo 2: Operación normal de la turbina)

#### Parámetros financieros

Partida	(%)	Meses antes de operación	Interés
Licc. terreno e Ingeniería	13%	24	4%
Preparación terreno y materiales	12,5%	18	4
Ingeniería, instalación y materiales I	30%	12	4%
Ingeniería, instalación y materiales II	44,5%	1	4%

Equipamiento	Coste de reemplazo	Frecuencia reemplazo
--------------	--------------------	----------------------

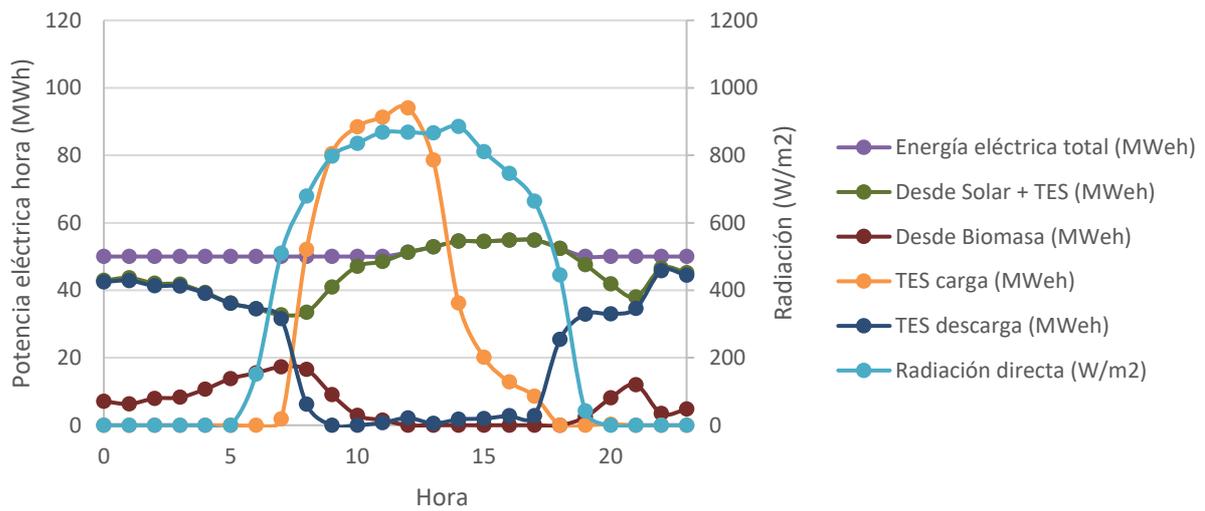
**Turbina**

0,35\$/W

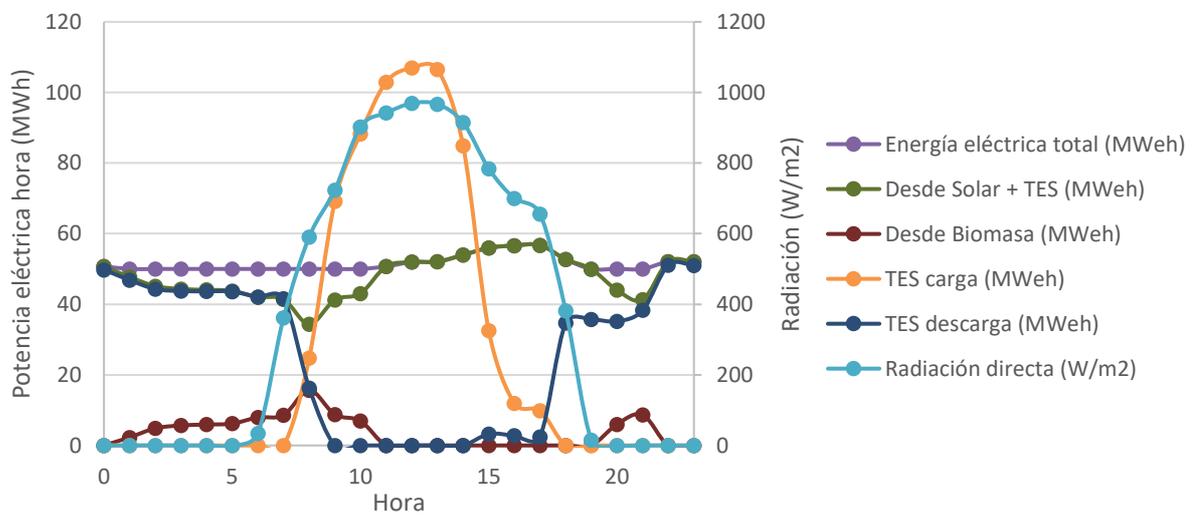
20 años

**Producción mensual**

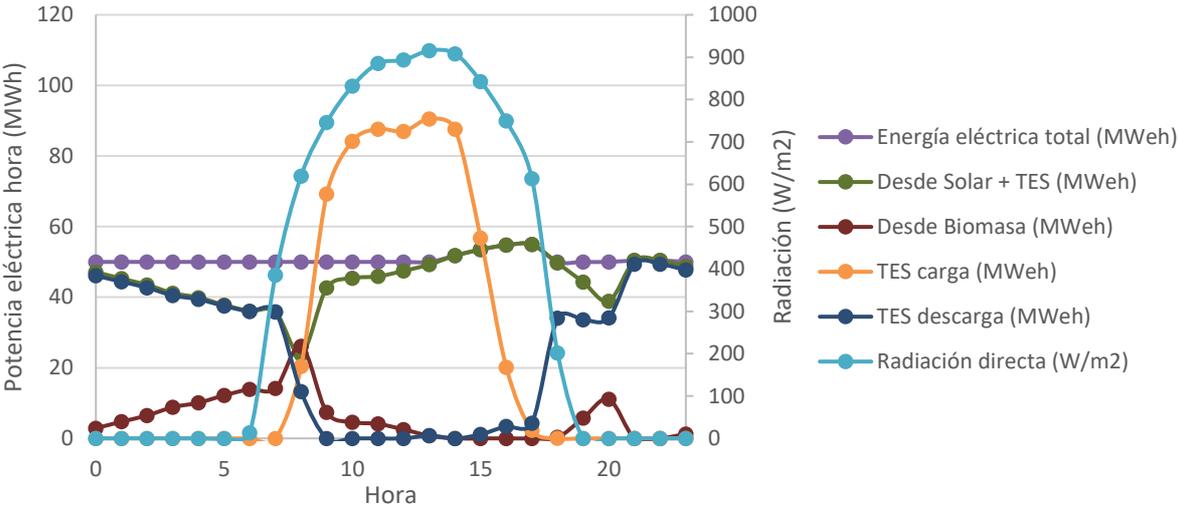
**Enero**



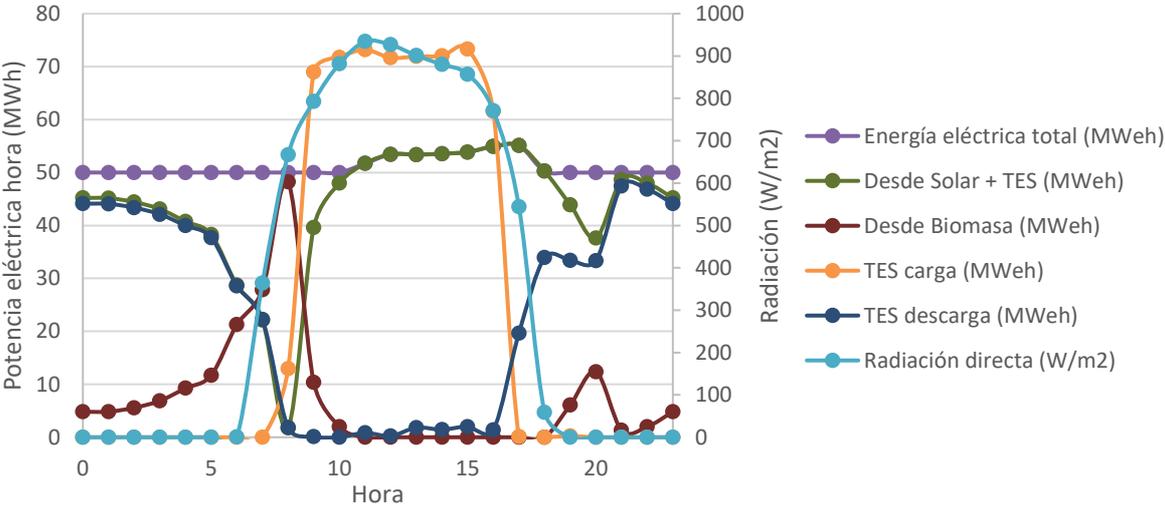
**Febrero**



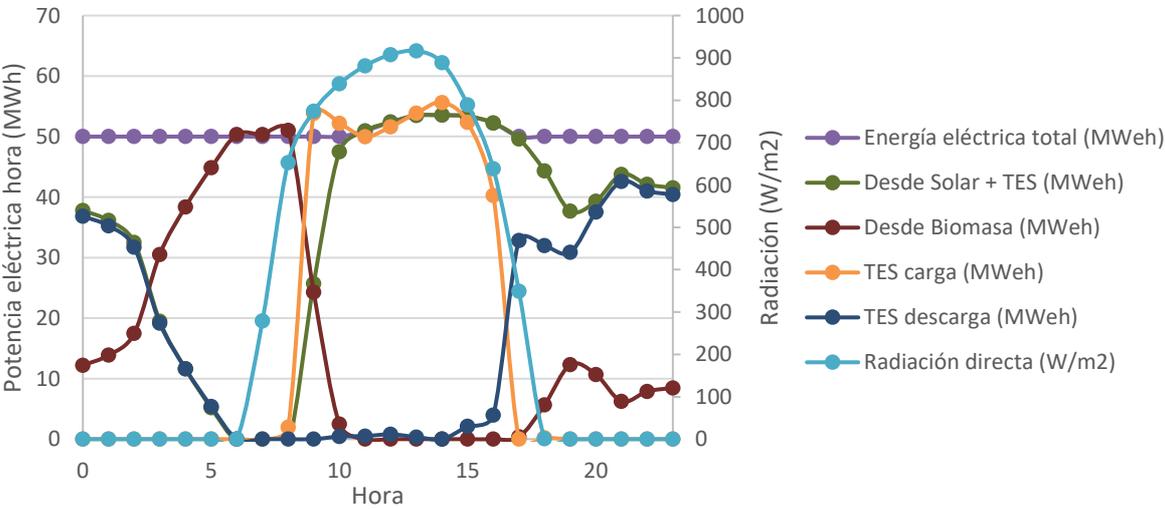
**Marzo**



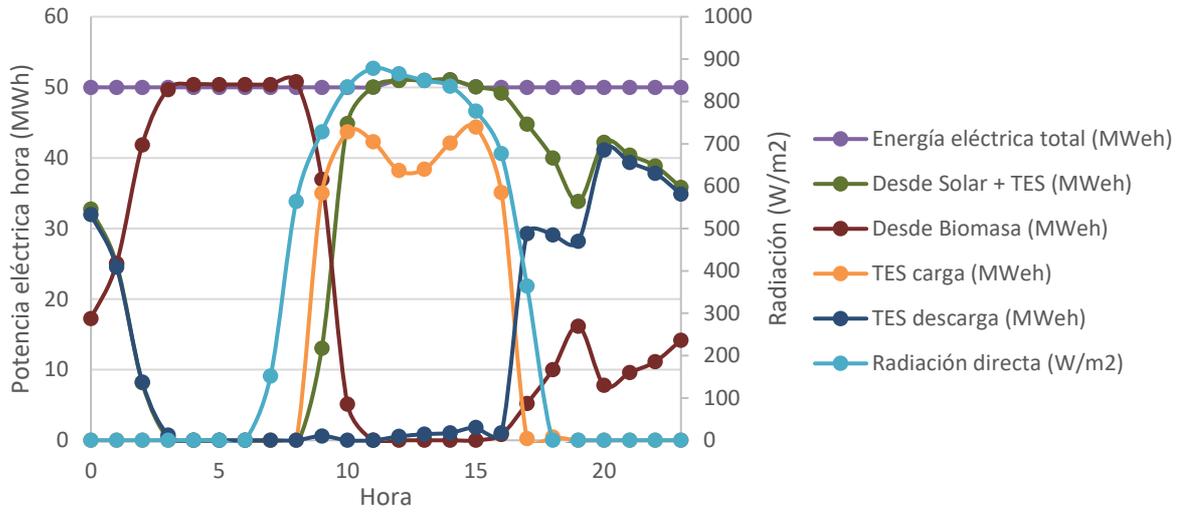
Abril



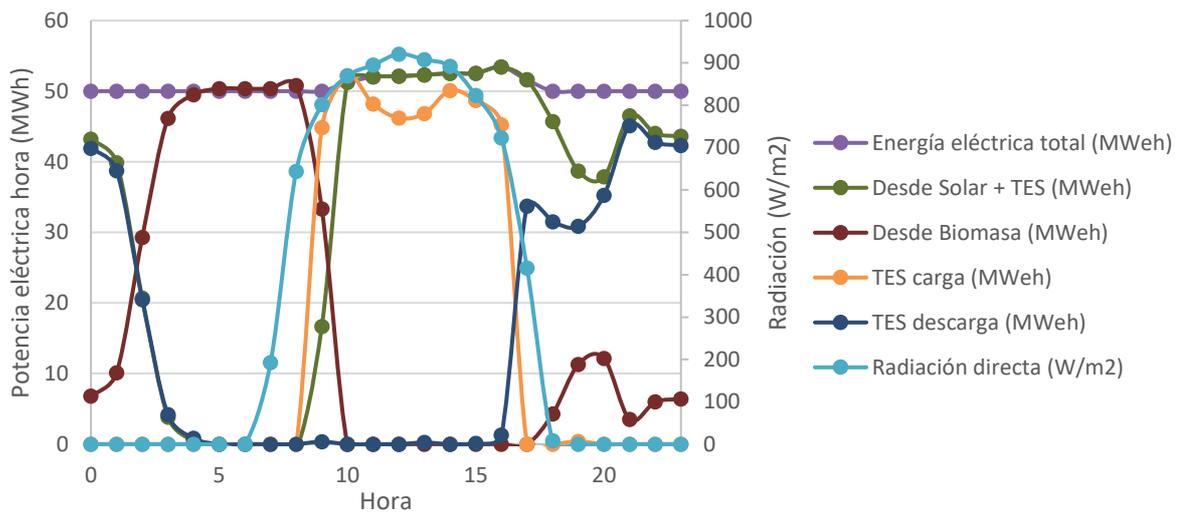
Mayo



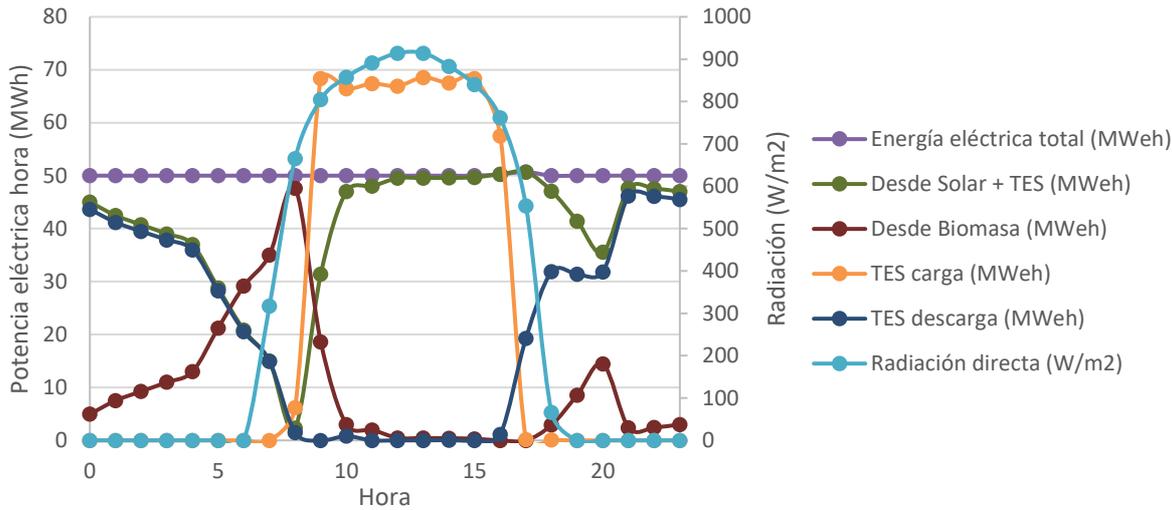
**Junio**



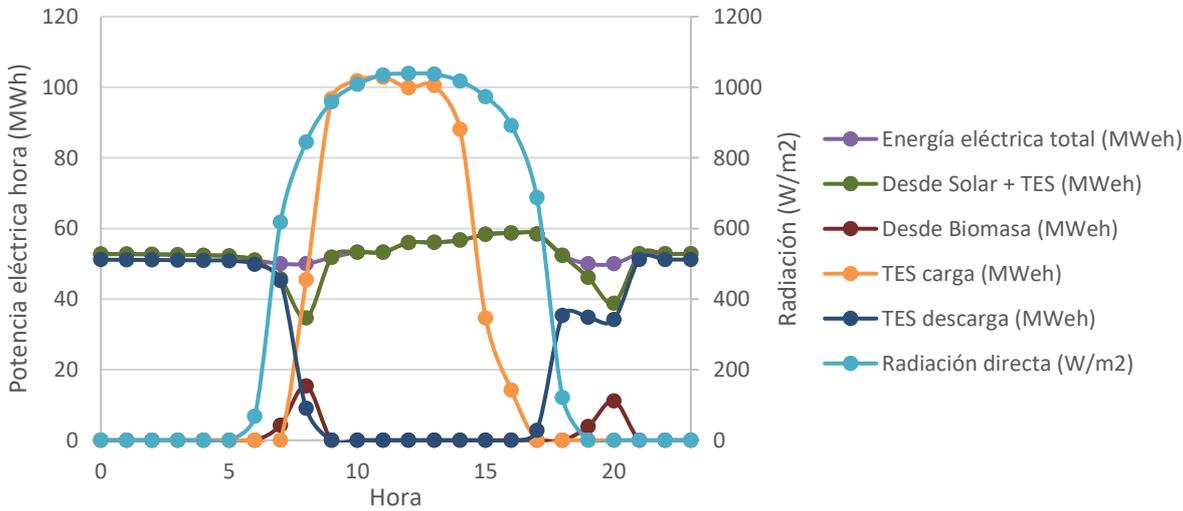
**Julio**



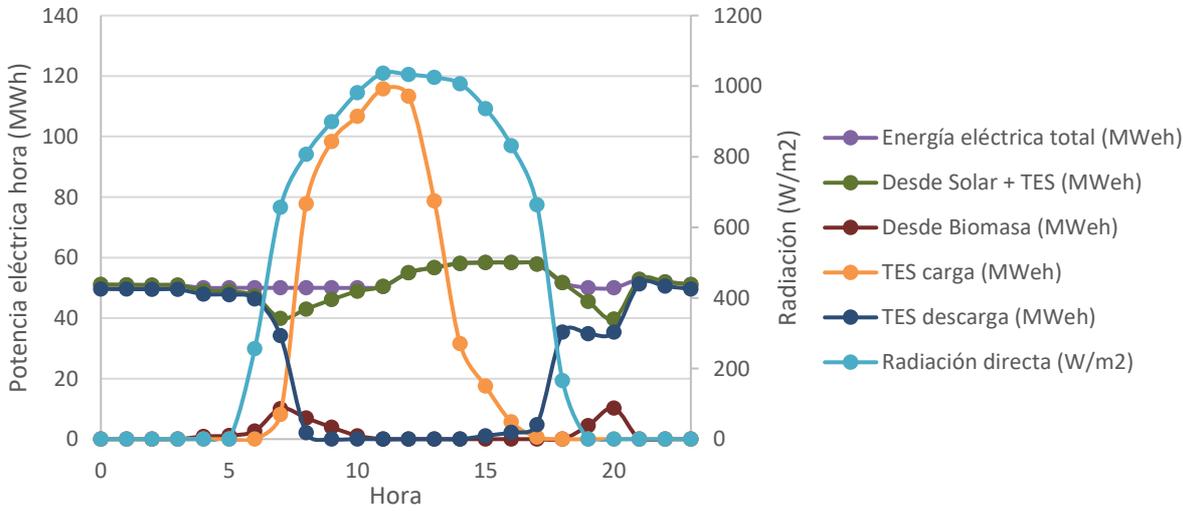
**Agosto**



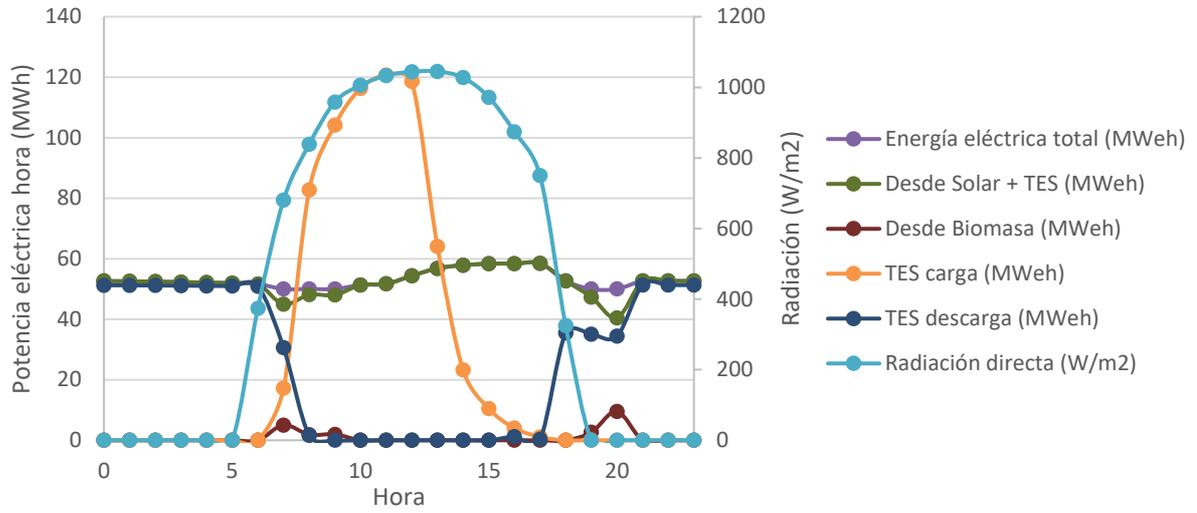
Septiembre



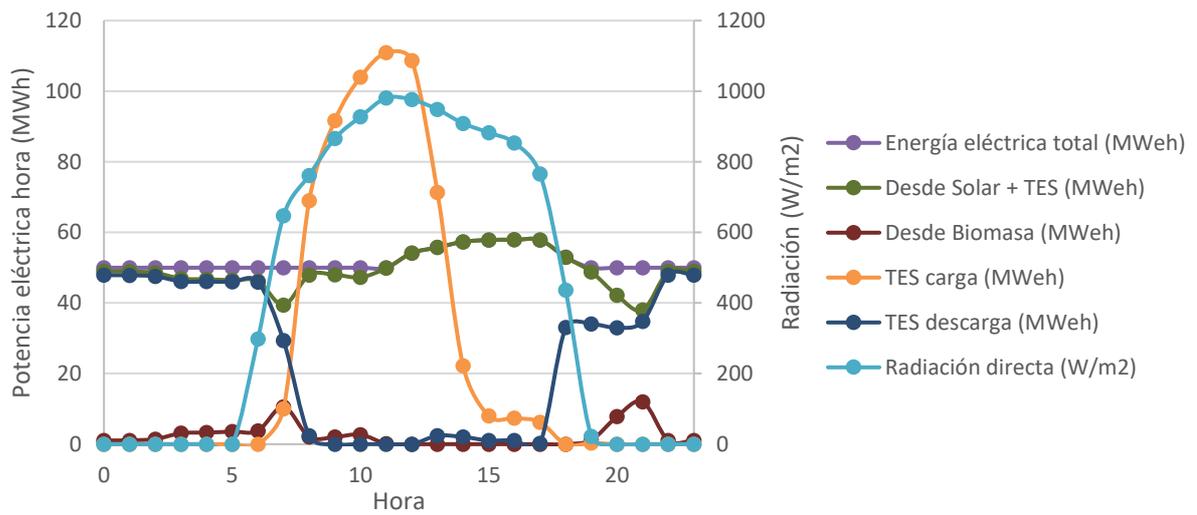
Octubre



**Noviembre**



**Diciembre**



**Escenario 3 – PV (Bifacial) con CSP**

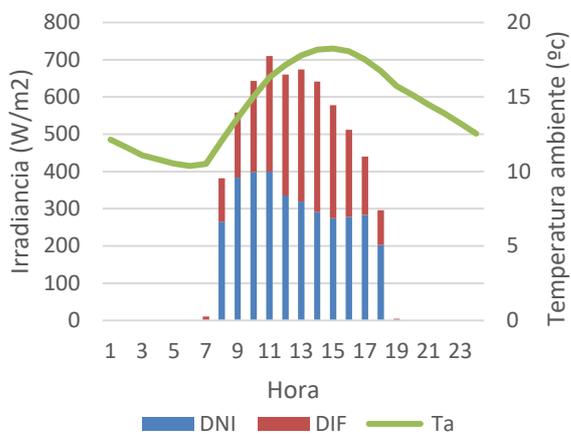
Hora/Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
1	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
2	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
3	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
4	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
5	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
6	44274.83	49423.886	50000	50000	50000	50000	50000	50000	48358.16	36857	25968.2	32047.5
7	11544	21315	22394.4	29207	38560.2	46002	44484.83	33158.2	7518.8	452.8	0	1778.1
8	0	651.7	2339.2	2693.4	6451.9	14215.8	9383.7	4196.9	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	3083.3	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	577.7	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	816.3	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	723.2	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	7318.7	7647.2	2759.6	0	0	0	0	0
17	0	0	5913.7	15107.7	32123	33839.4	24950.6	13885.4	3451.4	2662.6	0	0
18	18138.3	23852.2	42018.9	49457.848	50000	50000	50000	49443.295	47707.57	44176.23	34181.6	20634.6
19	49477.836	49986.5422	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	49917.5227
20	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
21	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
22	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
23	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000

Tabla 0-2: Diferencia entre la energía (kWh) demandada por el sistema y la producida por PV (kWh).

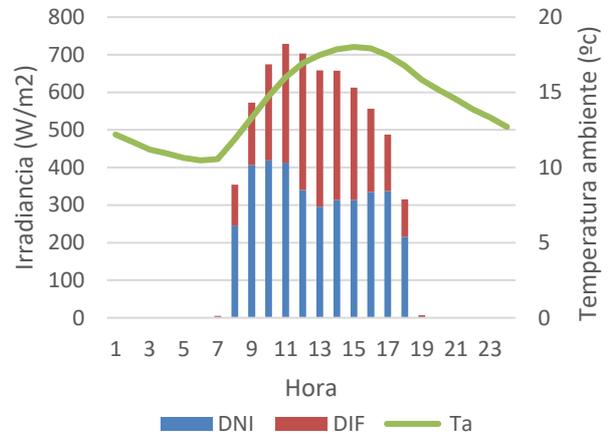
# ANEXO III: Simulaciones y estudio de sensibilidad – Ecuador

## Recurso solar

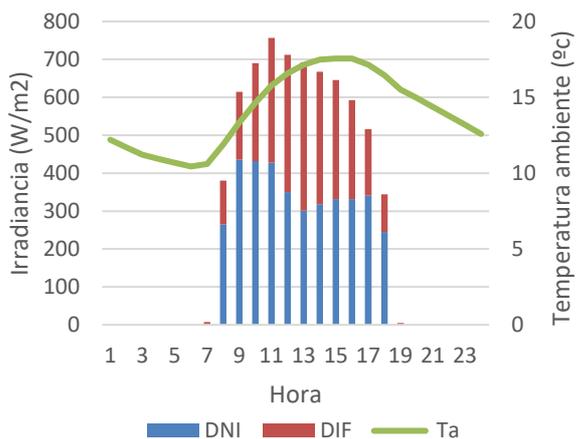
### Enero



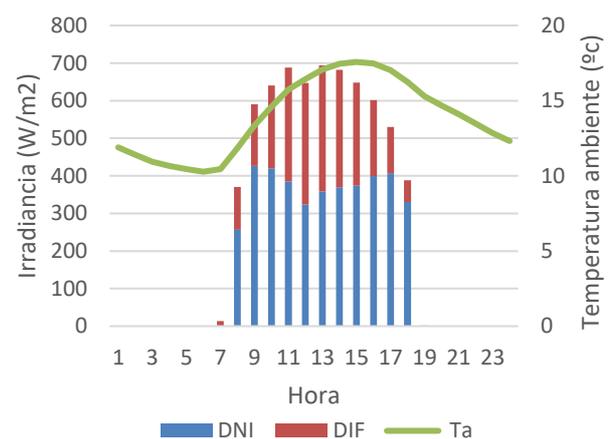
### Febrero



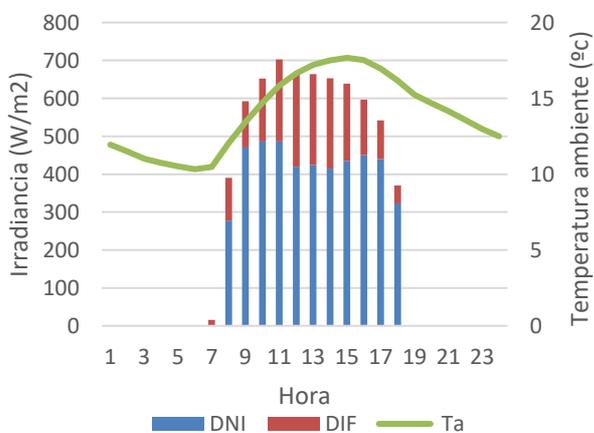
### Marzo



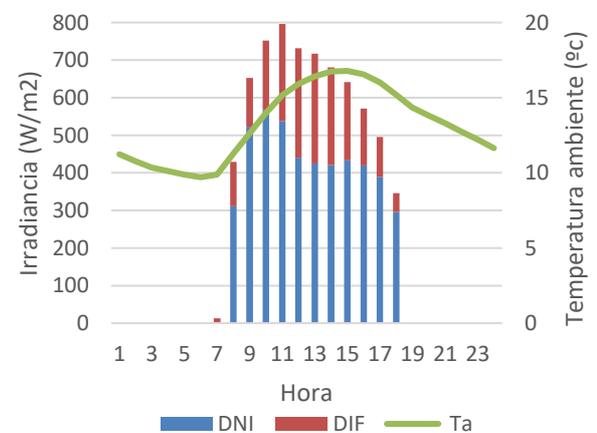
### Abril



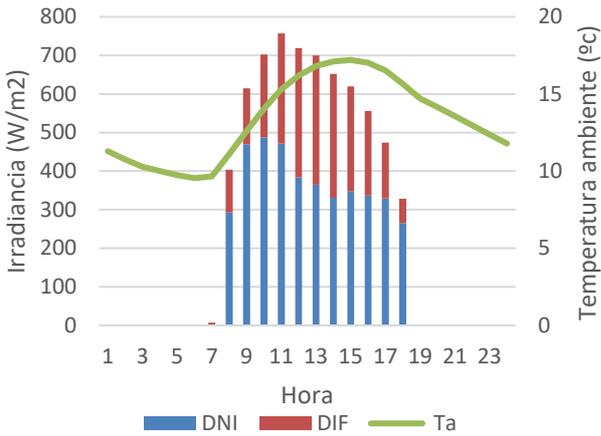
### Mayo



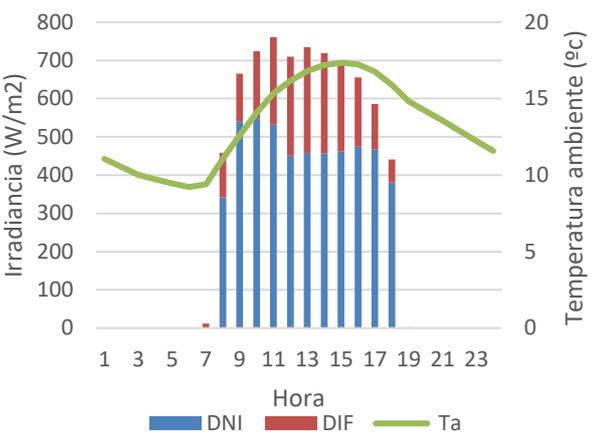
### Junio



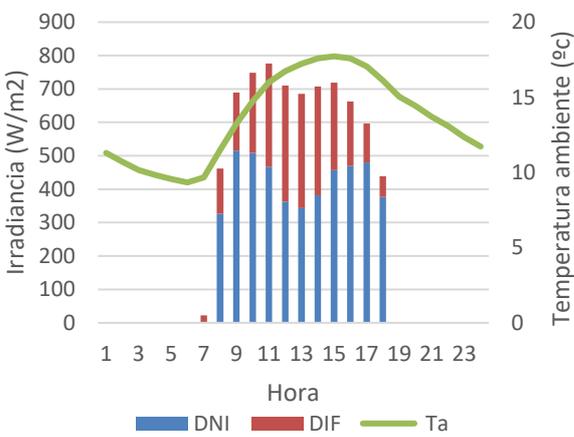
**Julio**



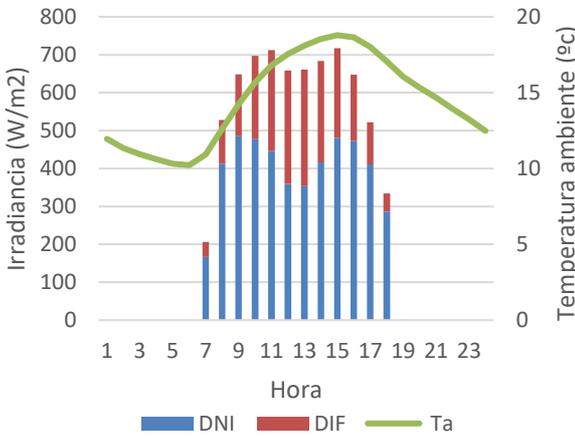
**Agosto**



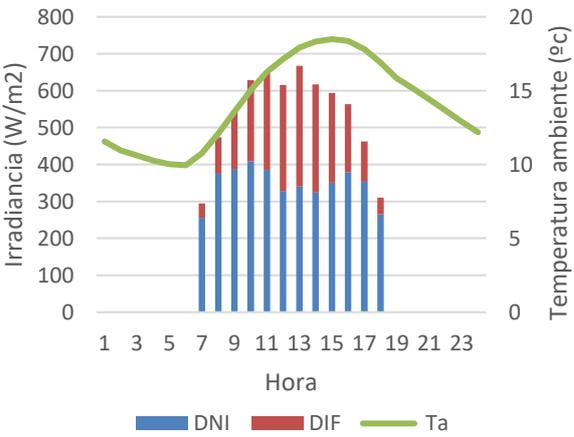
**Septiembre**



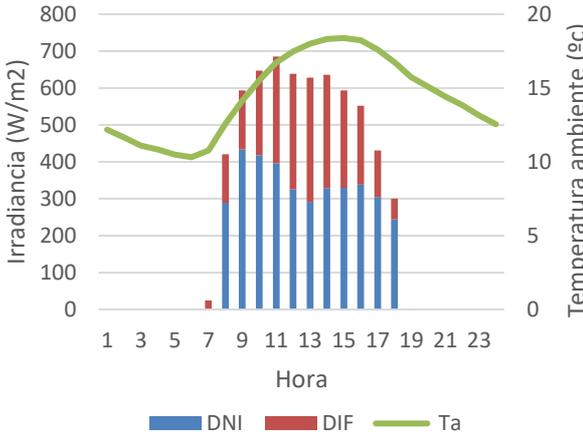
**Octubre**



**Noviembre**



**Diciembre**



<b>Parámetros simulación Escenario 1 – PV</b>			
	<b>Partida</b>	<b>Coste (\$)</b>	<b>Peso (%)</b>
<b>Costes directos</b>	Módulos	155.351	27,20%
	Inversores	44.306	7,76%
	Seguimiento y estructura	42.860	7,50%
	Equipos auxiliares	110.964	19,43%
	Mano de obra	105.416	18,46%
	Contingencias	12.483	2,19%
<b>SUBTOTAL</b>		<b>471.380</b>	<b>82,53%</b>
<b>Costes indirectos</b>	Permiting e impacto ambiental	5.548	0,97%
	Ingeniería	44.386	7,77%
	Conexión a red	16.644	2,91%
	Terreno	11.741	2,06%
	Impuestos	21.430	3,75%
<b>SUBTOTAL</b>		<b>99.749</b>	<b>17,47%</b>
<b>TOTAL</b>		<b>571.129</b>	<b>100</b>

Figura 0-5. Desglose de las partidas que componen el coste de capital de la instalación fotovoltaica, Ecuador.