



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE MINAS**

**EVALUACIÓN DEL USO DE ENERGÍA SOLAR EN ELECTRO-
OBTENCIÓN DE COBRE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL DE MINAS

FRANCISCO JAVIER SEPÚLVEDA RAMÍREZ

**PROFESOR GUÍA:
WILLY KRACHT GAJARDO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN
LEANDRO VOISIN ARAVENA
ROBERTO ROMÁN LATORRE**

**SANTIAGO DE CHILE
2014**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTRAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil en Minas
POR: Francisco Javier Sepúlveda Ramírez
FECHA: 17/12/2014
PROFESOR GUÍA: Willy Kracht Gajardo

EVALUACIÓN DEL USO DE ENERGÍA SOLAR EN ELECTRO-OBTENCIÓN DE COBRE

El trabajo realizado aborda la opción de utilizar energía solar fotovoltaica para el proceso de electroobtención de cobre, realizando evaluación técnica y económica. Para ello se realiza un dimensionamiento considerando tres tipos de sistemas: conectado a la red, fuera de la red y mixto; siendo el primero aquél donde se realiza una evaluación como generador y los siguientes una evaluación desde una inversión por parte de la empresa minera. Esto se realiza de modo de cuantificar los ingresos según el modelo de negocio.

El trabajo es realizado en dos tópicos, la evaluación técnica que pretende identificar problemas en la conexión entre la generación fotovoltaica y la nave de electroobtención; y la evaluación económica que busca mostrar la viabilidad financiera de realizar o no este tipo de instalaciones.

La evaluación técnica consiste en ver los problemas asociados a la conexión entre la carga y el generador, tales como los voltajes y los requerimientos de electricidad exigidos por la nave de electroobtención, en cada tipo de sistema realizado. Como resultado se obtiene que existe la tecnología para permitir la conexión entre la planta fotovoltaica y la nave, pero requiere un período de ajuste debido a las variaciones de potencia entregada a la carga de forma diaria y mensual; siendo el sistema mixto el que presenta mejores condiciones técnicas para operar.

En la evaluación económica se generaron los escenarios de precios para realizar la inversión en la tecnología y ver si se sustentan financieramente. Se obtiene como resultado que en la situación actual no es viable realizar un sistema mixto, puesto que el escenario de precios de electricidad está un 5% debajo del límite para que el proyecto sea interesante. No obstante la opción de un sistema conectado a la red muestra una interesante oportunidad de negocio, que podría ser aplicada a otra área de una faena minera que no requiera una potencia constante.

La generación mediante energías renovables no convencionales en la industria minera podría generar un impacto positivo en la comunidad puesto que permite disminuir en grandes consideraciones las emisiones, pero presenta dificultades legales en la implementación que pueden ser salvadas por la industria minera cuando este tipo de proyectos sean rentables.

ABSTRACT

The work performed addresses the necessity to evaluate the option of using solar photovoltaic in the copper electrowinning process, performing technical and economic evaluation. To achieve that, a dimensioning is done, considering three kinds of systems: networked, out of the network and mixed; in which the first is where an evaluation is done as a generator, and then, an evaluation from an investment by the mining company. This is done in order to quantify the revenue according to the business model.

The work is performed on two topics, the technical evaluation which attempts to identify problems in the connection between photovoltaic generation and the electrowinning building; and the economic evaluation, that aims to show the financial viability of making or not such facilities.

The technical evaluation has to do with seeing the problems associated with the connection between the load and the generator, such as voltages and electricity requirements demanded by the electrowinning building, in each type of system carried out. As a result, it is obtained that there is technology to allow the connection between the photovoltaic plant and the electrowinning building, but it requires an adjustment period due to variations in power delivered to the load daily and monthly; being the mixed system which shows the best technical conditions to operate.

In the economic evaluation, prices scenarios were made to accomplish an investment in technology and see if it sustains itself financially. As a result, it is obtained that in the current situation it is not feasible carry out a mixed system, because the price scenario of electricity is 5% below the limit to make the project interesting. Moreover, the networked system option shows an interesting business opportunity that could be applied to another area of a mining operation that does not require constant power.

The non-conventional renewable energy generation in the mining industry could generate a positive impact on the community, because it allows to diminish emissions in large quantities, but it shows legal difficulties in its implementation, which could be saved by the mining industry when such projects would be profitable.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia; mi madre María Ramírez, mi padre Samuel Sepúlveda, mi hermano Gonzalo Sepúlveda y mi abuela María Hernández; que han estado apoyándome en todo momento, y no me han presionado por resultados; y cada vez que me veía con problemas me decían que no me preocupara y que había tiempo. Mención especial a mi sobrina, Rocío Sepúlveda, que en este último año me ha alegrado los días con su presencia.

También debo agradecer a mis amigos de WC.FC, son como mis hermanos, siempre soportando mis estupideces y mis quejas, ayudándome a superar mis problemas; muchas gracias Juan Pablo Guevara, Bruno Mejías, Fabián Paredes, Miguel Venegas; son los mejores amigos que podía haber pedido.

No pueden quedar fuera mis amigos de la universidad, Felipe Vera, Rocío Ruiz, Andrés Reid y Miguel Cornejo; con los que podía conversar en la cafeta y salir de la rutina universitaria; nos deprimíamos y subíamos los ánimos en grupo, gracias chiquillos por todo. Agradecer a Marcela Romero y Claudio Rojas por mi período donde vivía en el DCC; a Max y Rodrigo de la mítica carrera de Materiales.

A los compañeros de carrera, que pasaron a ser importantes en este período, verdaderos amigos Katherine Salazar, Miguel Jorquera y Carlos González, muchas gracias por todo, me facilitó demasiado la vida universitaria encontrarme con gente tan grandiosa como ustedes, son lo más grande. A los compañeros con los que vivimos anécdotas Ignacio, Osvaldo, Felipe O., Ricardo, Juan, Cristóbal, Gonzalo, Cristian, Felipe L., Jaime, Diego y varios más que se me quedan en el tintero. A los alumnos del departamento de Ingeniería Eléctrica, quienes me apoyaron y aconsejaron siempre con la memoria.

Agradecer a las secretarias Juanita y Gina que siempre estaban con una sonrisa para atender, y a Luchito. Al profesor Edgar Mosquera, que siempre mostró confianza en mí, y me dio un espaldarazo cuando más cuestionado me sentí en el período universitario. Muchas gracias a mi profesor guía que me apoyó durante este trabajo, Willy Kracht; quién me apoyo en las reuniones para terminar la memoria; al profesor Leandro Voisin que se daba tiempo para responder mis dudas; y al profesor Roberto Román por darme acotaciones a la memoria.

Muchas gracias por todo a todos.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Motivación del trabajo	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General.....	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3. Supuestos	2
1.4. Alcances.....	3
2. ANTECEDENTES.....	4
2.1. Electroobtención de Cobre (EW).....	4
2.1.1. Explicación detallada del proceso	5
2.1.1.1. Densidad de Corriente.....	7
2.1.1.2. Voltaje total de celda.....	8
2.2. Radiación Incidente	9
2.3. Energía Solar Fotovoltaica.....	10
2.3.1. Panel Fotovoltaico	10
2.3.1.1. Montaje.....	12
2.3.1.2. Tipos de Instalación Fotovoltaica	13
2.3.2. Costo de energía eléctrica.....	15
2.4. Bono de Carbono	16
2.5. Marco Regulatorio	17
3. METODOLOGÍA	19
3.1. Herramientas a utilizar.....	19
3.1.1. RETScreen 4.....	20
3.2. Base de Datos a Utilizar.....	20
4. DESARROLLO	21
4.1. Benchmark plantas de electro-obtención de cobre en Chile.....	21
4.2. Radiación Solar Zona Seleccionada	23
4.3. Dimensionamiento	24
4.3.1. Inversor.....	26
4.3.2. Baterías	26
4.3.3. Paneles Fotovoltaicos	27
5. EVALUACIÓN TÉCNICA	29

5.1.	Montaje	29
5.1.1.	Inclinación y Orientación	29
5.1.1.	Temperatura.....	29
5.1.2.	Nubosidad.....	31
5.2.	Mantenimiento	31
5.2.1.	Módulo Solar	31
5.2.2.	Regulador e Inversor	32
5.2.3.	Batería.....	32
5.3.	Análisis	33
5.3.1.	Conectado a la Red	34
5.3.2.	Fuera de Red.....	35
5.3.3.	Sistema Mixto.....	36
5.4.	Conclusiones.....	37
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	38
6.1.	Aspecto económico proyecto.....	38
6.2.	Cálculo Flujo Caja	39
6.2.1.	Conexión a la Red	41
6.2.2.	Diésel	43
6.2.3.	Red Eléctrica.....	47
6.3.	Toma de Decisión	50
6.3.1.	Conectado a la Red	50
6.3.2.	Diésel.....	51
6.3.3.	Red eléctrica	51
6.4.	Análisis de sensibilidad	52
6.5.	Influencia Bono de Carbono	54
6.6.	Conclusiones.....	55
7.	CONCLUSIONES GENERALES	56
8.	GLOSARIO.....	58
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	59
10.	APÉNDICE	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Concentración Electrolito.....	5
Tabla 2. Condición de Operación.....	5
Tabla 3. Variables en Proceso de Electroobtención.....	7
Tabla 4. Voltaje de Celda.....	8
Tabla 5. Radiación Principales desiertos del Mundo.[.].....	9
Tabla 6. Tendencias de las Plantas de Electroobtención.....	22
Tabla 7. Resumen Escenarios Realizados.....	25
Tabla 8. Parámetros Planta EW.....	25
Tabla 9. Parámetros dimensión inversor.....	26
Tabla 10. Parámetros Baterías.....	26
Tabla 11. Capacidad de batería según Sistema.....	26
Tabla 12. Módulo FV a utilizar.....	27
Tabla 13. Cantidad y área de Módulos FV.....	27
Tabla 14. Electricidad entregada a la carga Anual según Sistema.....	28
Tabla 15. Inclinación y Orientación óptimos.....	29
Tabla 16. Parámetros Evaluación Económica.....	38
Tabla 17. Costos Asociados.....	38
Tabla 18. Precios a Considerar.....	39
Tabla 19. Resumen Gasto energético EW.....	41
Tabla 20. Resumen Costos económicos en Red.....	41
Tabla 21. Indicadores económicos Tasa 10% Sistema Conectado a la Red.....	42
Tabla 22. Indicadores Económicos Tasa 3% Sistema Conectado a la Red.....	43
Tabla 23. Resumen Costos Económicos Fuera de Red VS Diésel.....	44
Tabla 24. Indicadores Económicos Sistema Mixto.....	44
Tabla 25. Resumen Costos Económicos Mixto vs Diésel (precio Medio).....	45
Tabla 26. Indicadores Económicos Sistema Mixto, Precio Medio vs Diésel.....	45
Tabla 27. Resumen Costos Económicos Mixtos vs Diésel (Costo Marginal).....	46
Tabla 28. Indicadores Económicos Sistema Mixto, Costo Marginal vs Diésel.....	46
Tabla 29. Resumen Costos Económicos Fuera de Red VS Electricidad de la Red.....	47
Tabla 30. Indicadores Económicos fuera de Red vs Red.....	48
Tabla 31. Resumen Costos Económicos Sistema Mixto vs Red.....	48
Tabla 32. Indicadores Económicos Sistema Mixto vs Red (Precio Medio).....	48
Tabla 33. Resumen Costos Económicos Sistema Mixto vs Red (Precio Spot).....	49
Tabla 34. Indicadores Económicos Sistema Mixto, precio Marginal vs Red.....	49
Tabla 35. VAN e IVAN Conectado a la Red.....	50
Tabla 36. VAN e IVAN Sistemas Fuera de Red y Mixto vs Diésel.....	51
Tabla 37. VAN e IVAN SIstema Fuera de Red y Mixto vs Red Eléctrica.....	52
Tabla 38. Sensibilidad VAN ante Costo Electricidad y Costo inicial.....	52
Tabla 39. Sensibilidad VAN ante Costo Electricidad y Deuda.....	53
Tabla 40. Sensibilidad del VAN ante el dólar.....	53
Tabla 41. Influencia MDL.....	54

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1. Celda de electroobtención	4
Figura 2. Diagrama reacción en celda [3].....	6
Figura 3. Configuración geométrica óptima de las celdas en una nave electrolítica [2].....	7
Figura 4. Radiación global horizontal en día despejado [6].....	9
Figura 5. Radiación global horizontal [6].....	10
Figura 6. Efecto fotoeléctrico	11
Figura 7. Efecto de la inclinación en la captación de radiación solar	12
Figura 8. Efecto del seguimiento solar	12
Figura 9. Interferencia de la sombra.....	13
Figura 10. Diagrama de flujo para módulos fotovoltaicos fuera de la red [10]	14
Figura 11. Diagrama de flujo para módulos fotovoltaicos conectados a la red [10].....	14
Figura 12. Variación de los precios medio y marginal en el SIC y en el SING.....	15
Figura 13. Variación de precios de los bonos de carbono [12]	16
Figura 14. Esquema de exención de peajes en función de la potencia instalada para centrales ERNC	17
Figura 15. Procedimiento RetScreen 4 [16]	20
Figura 16. Ubicación faena Mantos Verdes	23
Figura 17. Radiación global sobre superficie horizontal en Diego de Almagro	23
Figura 18. Diagrama sistema fuera de red.....	24
Figura 19. Diagrama sistema conectado a la red.....	24
Figura 20. Diagrama sistema mixto.....	25
Figura 21. Efecto del seguimiento en la radiación	29
Figura 22. Ciclo estacional de temperatura [5].....	30
Figura 23. Efecto de la temperatura de la celda en su cruva I-V [18].....	30
Figura 24. Ciclo estacional de viento [5].....	31
Figura 25. Inversor para división por campos	33
Figura 26. Potencia generación fotovoltaica[21].....	34
Figura 27. Electricidad entregada a la carga por los módulos FV en sistema fuera de red.....	35
Figura 28. Electricidad entregada a la carga por módulos FV en sistema mixto	36
Figura 29. Flujo caja acumulado para costo marginal de la electricidad con escalamiento 0%, 3% y 10%	40
Figura 30. Flujo caja acumulado para precio medio de la electricidad con escalamiento 0%, 3% y 10%	40
Figura 31. Flujo caja para proyectos conectados a la red con tasa 10%.....	42
Figura 32. Flujo caja para proyectos conectados a la red con tasa 3%.....	43
Figura 33. Flujo caja para proyectos fuera de red comparado a diésel	44
Figura 34. Flujo caja para proyectos mixtos comparados a diésel (p. Medio)	45
Figura 35. Flujo caja para proyectos mixtos, comparados a diésel (C.Marginal)	46
Figura 36. Flujo caja para proyectos fuera de red, comparados a la red (c.Marginal)	47
Figura 37. Flujo caja para proyectos mixtos, comparados a la red (P.Medio)	48
Figura 38. Flujo caja para proyectos mixtos, comparado a la red (C.Marginal)	49
Figura 39. Flujo caja para proyecto con MDL	54
Figura 40. Variación precio del diésel en Chile[30].....	57

APÉNDICE

Anexo 1. Proyección consumo máximo de energía eléctrica en minería del cobre por proceso ..	61
Anexo 2. Tecnologías celdas FV	61
Anexo 3. Datos Panel Solar.....	62
Anexo 4. Energía Entregada a la Carga, Fuera de Red.	63
Anexo 5. Energía Entregada a la Carga, Mixto.....	63
Anexo 6. Flujo Caja Consumo Eléctrico Planta EW, Escenarios 0%, 3% y 10%.	64
Anexo 7. Flujo Caja Sistema No Conectado a Red, 1 Día Batería.....	65
Anexo 8. Flujo Caja Sistema No Conectado a Red, 2 Días Batería.	66
Anexo 9. Flujo Caja Sistema Mixto, 8 Horas Acumulación y Precio Medio vs Diésel.....	67
Anexo 10. Flujo Caja Sistema Mixto, 16 Horas Acumulación y Precio Medio vs Diésel.....	68
Anexo 11. Flujo Caja Sistema Mixto, 8 Horas Acumulación y Costo Marginal vs Diésel.	69
Anexo 12. Flujo Caja Sistema Mixto, 16 Horas Acumulación y Costo Marginal vs Diésel.	70
Anexo 13. Flujo Caja Sistema Fuera de Red vs Red, 1 Día batería.	71
Anexo 14. Flujo Caja sistema Mixto 8H Batería vs Red (Precio Medio).	72
Anexo 15. Flujo Caja Sistema Mixto 16H Batería vs Red (Precio Medio).....	73
Anexo 16. Flujo Caja Sistema Mixto 8H Batería vs Red (Costo Marginal).	74
Anexo 17. Flujo Caja Sistema Mixto 16H Batería vs Red (Costo Marginal).	75
Anexo 18. Flujo Caja Sistema Mixto 8H Batería vs Red (Costo Marginal, 3%).....	76
Anexo 19. Análisis de Sensibilidad.....	77
Anexo 20. Flujo Caja MDL.....	78

1. INTRODUCCIÓN

La radiación solar es una fuente inagotable de energía, la cual puede ser captada por sistemas apropiados para generar calor y electricidad; dichas tecnologías son enunciadas como fotovoltaica, termosolar y termoeléctrica.

En este contexto, Chile presenta los mayores índices de radiación solar mundial, siendo el norte de Chile una fuente inagotable de este recurso, alcanzándose el máximo mundial de 275 [W/m²] en el desierto de Atacama.

El uso de energía solar presenta la posibilidad de disminuir los costos energéticos en procesos mineros intensivos en consumo, tales como el procesamiento de minerales y el proceso de electro-obtención; además presenta como beneficio la disminución de las emisiones asociadas a la producción energética convencional.

El trabajo de título pretende entregar el resultado de diversas evaluaciones, tanto económicas como técnicas. En el caso de las evaluaciones económicas estas se realizan considerando un emplazamiento en el sistema interconectado central (SIC) y se comparan a los costos asociados a otras fuentes energéticas, específicamente ante electricidad de la red y la generación mediante combustión de diésel. Mientras que las evaluaciones técnicas buscan visualizar los posibles problemas a enfrentar en la implementación. Adicionalmente se determina el beneficio social indirecto.

1.1. Motivación del trabajo

En la actualidad, la industria minera presenta una creciente demanda de energía eléctrica la que se expresa en una variación de 21 [TWh país] en 2013 a 41 [TWh país] proyectado a 2025 [1]. Esto aumento puede ser explicado por diversos factores tales como el aumento de movimiento de material, presencia de minerales de mayor dureza, expansiones de proyectos mineros y levantamiento de agua a faenas con déficit de dicho elemento. Adicional a la necesidad de energía eléctrica, las empresas mineras se enfrentan a un escenario de aumento de precios de esta, debido a los costos de producción y a los precios nudos de mercado.

El norte de Chile presenta una alta concentración de faenas mineras y además presenta las mejores condiciones para la implementación de tecnología que haga uso de energía solar, puesto que presenta altos valores de radiación incidente, posicionándose como una alternativa viable para la producción de energía limpia y económicamente viable.

Por lo anterior, resulta interesante evaluar el uso de fuentes alternativas de energía eléctrica a través de celdas fotovoltaicas en procesos de consumo intensivo de corriente, tales como la electroobtención de cobre o la conminución de minerales; puesto que su utilización incurriría en la disminución de costos por consumos energéticos de la red.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente la instalación y uso de celdas fotovoltaicas, para la generación de energía eléctrica y ser utilizada en la operación de una planta de electro-obtención de cobre.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar y cuantificar el consumo del proceso de electro-obtención de cobre en diversas faenas.
- Cuantificar la energía solar factible de ser utilizada en la faena seleccionada.
- Analizar las implicancias técnicas de una instalación fotovoltaica y las alternativas de configuraciones para su implementación.
- Definir un mecanismo de toma de decisión de la inversión entre las alternativas viables.
- Cuantificar el efecto de los bonos de carbono en la implementación de una planta solar.
- Realizar acotaciones a la normativa vigente.

1.3. Supuestos

La radiación incidente se obtiene de la Norma Técnica que determina el algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley N°20.365, que establece las bases para verificar el cumplimiento de la contribución solar mínima para acceder al beneficio tributario, y adjunta la información necesaria para cada comuna del país.

La densidad de corriente requerida por la planta de electro-obtención es considerada constante en el tiempo, y no presenta variaciones por las condiciones variables en la operación de la planta.

Para la implementación de la planta fotovoltaica no se considera restricción de área y esta es de dominio del generador o de un inversionista. Además, no se analiza el arreglo de paneles, y se asume que cumple los requisitos.

Se consideran nuevos contratos a cliente libre, con lo cual el precio de venta de electricidad de la red se considera aquel del precio medio del troncal y el precio del costo marginal, puesto que entre estos precios se ubica el precio que se considera el ahorro por uso de energía limpia.

La faena se considera estar conectada al SIC, puesto que este sistema es el que presenta precios superiores al sistema interconectado del norte grande (SING) y mayores variaciones a lo largo del tiempo. Además, los retiros en el SING de energías renovables no convencionales (ERNC) pueden ser entregados al SIC y vice-versa.

1.4. Alcances

El trabajo es referido a la operación unitaria de electro-obtención de cobre y las necesidades energéticas de este.

Para los análisis económicos y técnicos se consideran los sistemas fuera de red, conectado a la red y mixto y no se considera el precio de horario punta.

No se calcula el óptimo del estado de carga de la batería en un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), este sistema consiste en un arreglo de baterías óptimo emplazado en diferentes zonas de la conexión para estabilizar la frecuencia en caso de generación eléctrica no constante.

2. ANTECEDENTES

2.1. Electroobtención de Cobre (EW)

La electroobtención es la última etapa en la línea de tratamiento de minerales oxidados y sulfurados de baja ley, mediante la cual se obtienen cátodos de cobre de alta pureza. Esto se logra por el paso de una corriente eléctrica que transporta y conlleva la electrodeposición de cúprico contenido en el electrolito en los cátodos.

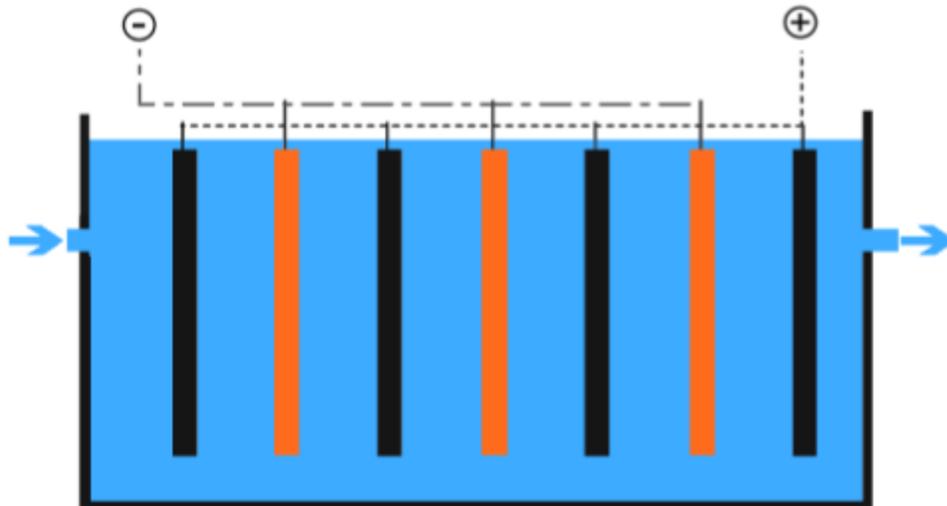


FIGURA 1. CELDA DE ELECTROOBTENCIÓN

La operación consiste en una electrólisis, donde el cúprico contenido en el electrolito proveniente de la extracción por solvente (SX) se encuentra en forma de sulfato de cobre (CuSO_4), y al aplicar una diferencia de potencial a la solución, el sulfato de cobre se disocia en Cu^{2+} y SO_4^{2-} ; siendo el primero depositado en la superficie de la lámina. El proceso toma un período aproximado de 5 a 7 días, tras el cual se realiza la cosecha de las placas, y son separadas del cátodo de acero inoxidable si corresponde [2].

2.1.1. Explicación detallada del proceso

El proceso inicia con el ingreso del electrolito proveniente desde extracción por solvente (SX), el cual tiene la siguiente composición:

TABLA 1. CONCENTRACIÓN ELECTROLITO.

Cobre	40 - 48 [g/L]
Ácido	140 - 180 [g/L]
Fe Total	0,5 - 1,5 [g/L]
Cloruro	< 30 [ppm]
Mn	30 - 80 [ppm]

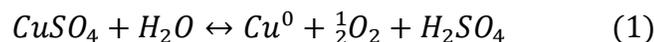
Este electrolito es previamente acondicionado para alcanzar la temperatura necesaria del proceso; y liberarlo de algunas impurezas provenientes de SX, tales como sólidos y componentes orgánicos; esto se logra mediante filtros para partículas finas [3]. Cabe destacar que el electrolito viene a una concentración dada, dependiendo de la operación y recibe el nombre de electrolito rico. A continuación se presenta un resumen de las condiciones de operación:

TABLA 2. CONDICIÓN DE OPERACIÓN.

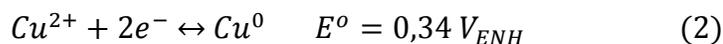
Densidad de Corriente	160 – 300 [A/m ²]
Flujo de Electrolito	100 – 150 [L/min]
Distribución de electrolito	Convencional o fondo de celda
Distancia cátodo-cátodo	90 – 110 [mm]
Ciclo de depósito	6 – 7 [días]
Temperatura	40 - 48 [°C]
Ánodos Pb-Ca-Sn laminados	30-60 [mm] espesor
Cátodos permanentes de acero inox. 316L	3 – 3,3 [mm] espesor

A medida que fluye el electrolito, el cúprico (Cu²⁺) se deposita sobre la placa (cátodo permanente o cátodo inicial de cobre puro) y durante el proceso se adicionan aditivos tales como Guar y Sulfato de Cobalto en dosis de 100-300 [g/ton_Cu] y 100-200 [g/ton_Cu] respectivamente; para mejorar el depósito catódico y disminuir la corrosión anódica[2].

La reacción global de la celda es la que se observa a continuación:



Que se puede descomponer en reacciones en el cátodo (Ec. 2) y en el ánodo (Ec. 3), en este último escapa el oxígeno como sigue:



Dando como reacción neta la Ec. 4.

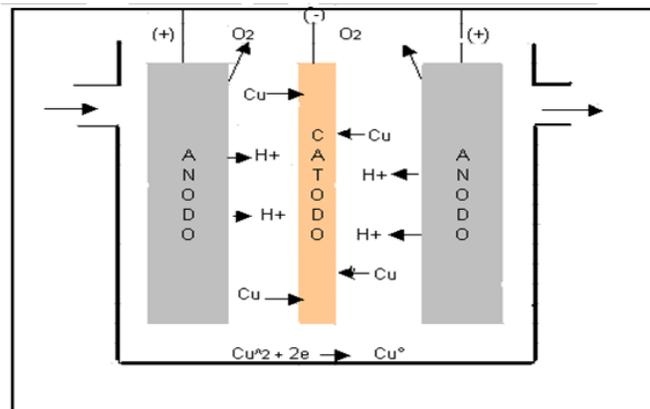
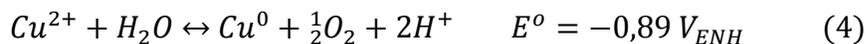


FIGURA 2. DIAGRAMA REACCIÓN EN CELDA [3]

Tras un período de 7 días se cosechan, siendo el electrolito descargado (electrolito pobre) recirculado al tanque de recirculación a una temperatura cercana a los 50°C, elevada para la extracción por solvente puesto que provoca evaporación del orgánico; y por ende se envía una parte a un intercambiador de placas.

Las celdas contienen entre 60 a 67 ánodos y una cantidad de cátodos igual a la cantidad de ánodos menos uno; aunque estos números pueden variar dependiendo del dimensionamiento de la nave. En el plano eléctrico las celdas se encuentran conectadas en serie y los cátodos están conectados en paralelo en cada celda. La energía necesaria para el proceso es entregada por rectificadores en corriente continua (CC); con un voltaje de celda de 2 [V] y una densidad de corriente cercana a los 280 [A/m²], con una eficiencia de corriente de un 90% y obtener un cobre de calidad de 99,99% de pureza [3].

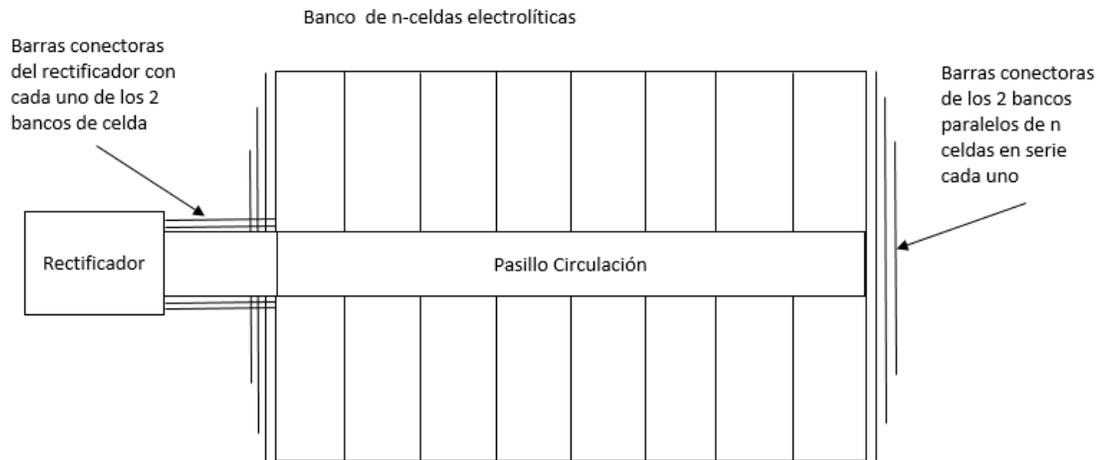


FIGURA 3. CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA ÓPTIMA DE LAS CELDAS EN UNA NAVE ELECTROLÍTICA [2]

El proceso se ve afectado por diversas variables tales como:

TABLA 3. VARIABLES EN PROCESO DE ELECTROOBTENCIÓN.

De electrodo	Material anódico y catódico Área superficial Geometría
Inherentes a la solución	Concentración especies principales Concentración impurezas en el baño pH solución Tipo de solventes Aditivos
Eléctricas	Potencial eléctrico Corriente eléctrica
Externas	Temperatura Presión Tiempo de electrólisis

Para este proyecto se considera los efectos eléctricos, los cuales se enuncian a continuación.

2.1.1.1. Densidad de Corriente

Esta controla tres variables del proceso de electroobtención de cobre: la eficiencia de corriente de celda, el consumo de energía y la producción; y afecta en otros parámetros tales como la calidad física y química del depósito.

Una alta densidad de corriente genera problemas tales como una deposición pulvurenta de pésima adherencia y de baja calidad por la generación de hidrógeno gaseoso, además disminuye la eficiencia de corriente debido a un crecimiento dendrítico. Otros efectos que pueden producirse son el aumento de voltaje de celda, mayores costos de energía y aumento de cortocircuitos [3].

Pero en cambio los beneficios son el aumento de la cinética del proceso, disminución de equipos e inventario de cobre y una mayor producción, y si los valores son de 280-300 [A/m²] se puede obtener cobre catódico de buena calidad en condiciones de operación constante [4].

2.1.1.2. Voltaje total de celda

En el proceso existen caídas de potencial, que genera un potencial de 2 a 2,5 [V/celda].

TABLA 4. VOLTAJE DE CELDA.

ER: Voltaje de descomposición (reacción)	0,92 [V]	45,55%
EC: Sobrepotencial anódico	0,60 [V]	29,70%
EA: Sobrepotencial catódico	0,10 [V]	4,95%
E _{Ohm} : Resistencia ohmica de la solución	0,30 [V]	14,85%
E _K : Resistencia de conductores y contactos	0,10 [V]	4,95%
Voltaje total	2,02 [V]	100%

$$E_{total} = ER + EA + EC + E_{Ohm} + EK \quad (5)$$

El sobrepotencial catódico se debe a la diferencia de concentración de iones Cu²⁺ en la capa límite; y se puede reducir con la agitación del electrolito cerca del cátodo [3].

El sobrepotencial anódico puede alcanzar un valor de 1 [V], y ocurre por la reacción de liberación de oxígeno, siendo la adición de sulfato de cobalto una medida para la disminución de este valor [3].

El valor de la resistencia Ohmica varía entre 0,15 [V] y 0,5 [V], y se debe a la resistencia que presenta la solución; la cual puede ser afectada por la concentración de iones, la concentración de ácido libre y la temperatura. Otro factor que influye es la geometría de la celda, el espaciamiento de los electrodos y el área transversal de flujo de corriente eléctrica [2].

La caída de potencial de los contactos y conductores no disminuye de 0,1 [V] total, puesto que las barras pueden sufrir sulfatación por derrames de solución en la cosecha; pero se acepta un valor 0,005 [V/contacto] [2].

2.2. Radiación Incidente

Chile presenta una de las mejores condiciones para el uso de energía solar. En el desierto de Atacama se encuentran los valores más altos de radiación por área, esto se observa a continuación.

TABLA 5. RADIACIÓN PRINCIPALES DESIERTOS DEL MUNDO.[5]

Desierto, Ubicación	Radiación [kWh/m ² año]
Sahara, África	2.685
Great Sandy, Australia	2.343
Arábigo, Medio Oriente	2.778
Atacama, Chile	3.000
Gobi, China	1.701

Esto es particularmente beneficioso para las industrias que se emplacen en dicha zona, puesto que pueden realizarse proyectos que consideren el uso de energía solar para disminuir costos en consumos de energía, y más aún en la industria minera, en donde se hace uso extensivo de energía eléctrica para el desarrollo de sus operaciones, generalmente en la conminución y la electro-obtención de cobre [1].(Anexo 1)



FIGURA 4. RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN DÍA DESPEJADO [6]

De los datos obtenidos del Explorador Solar desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, se muestra que la máxima radiación global horizontal en cielo despejado se ubica en la zona cordillerana del Norte de Chile [6].



FIGURA 5. RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL [6]

Como se observa en la Fig. 5, la nubosidad provoca una disminución de la radiación en la zona cordillerana del norte de Chile, pero no afecta en mayor medida a la zona costera, dejando a las regiones primera, segunda, tercera, cuarta y quinceava como las zonas con mayor potencial para el desarrollo de energía solar [6].

2.3. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es considerada renovable no convencional (ERNC), la energía inicial proviene del sol como radiación y su captación mediante módulos fotovoltaicos genera la corriente eléctrica.

2.3.1. Panel Fotovoltaico

Las células fotovoltaicas son aquellas que convierten la energía solar directamente en energía eléctrica, y son el componente más pequeño que conforma los módulos fotovoltaicos. Estas funcionan por el impacto de fotones sobre la superficie de la celda, produciéndose la absorción de éstos por parte de los materiales semiconductores que generan un par electrón-hueco. Por ende, cuanto mayor cantidad de impactos sucedan, se generará mayor cantidad de corriente por el efecto fotovoltaico [7].

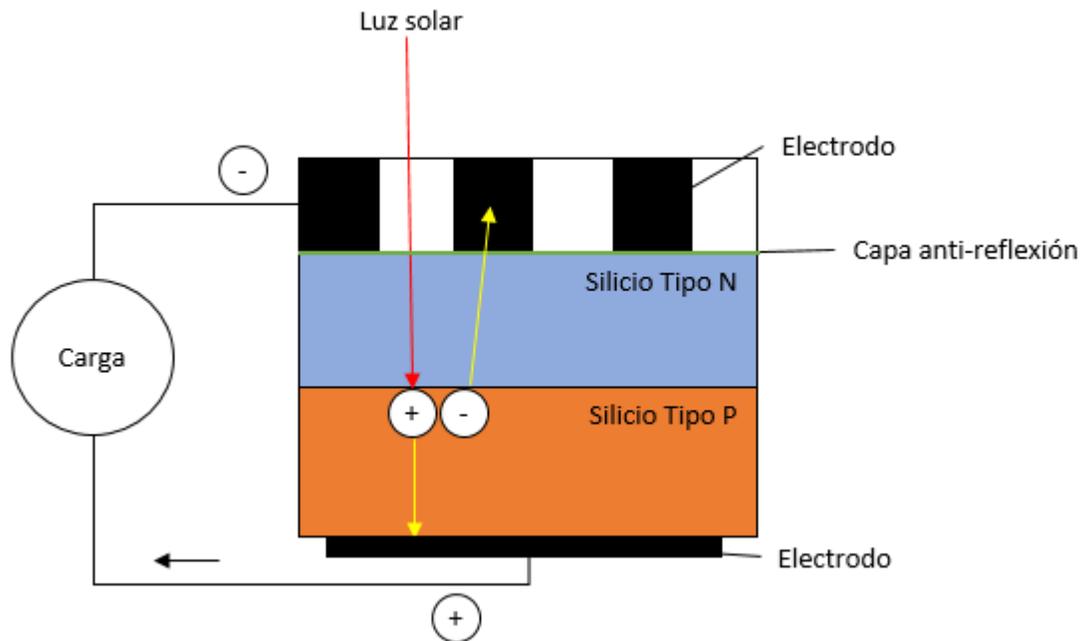


FIGURA 6. EFECTO FOTOELÉCTRICO

En el mercado existen diversos tipos de paneles fotovoltaicos, de los cuales se enuncian los de tipo comercial y no los pilotos o de otras aplicaciones (Anexo 2):

- Silicio puro monocristalino, con un rendimiento comercial de 13% a 18%.
- Silicio puro policristalino, con eficiencia menor a los monocristalinos, con rendimiento de 12% a 16%.
- Silicio amorfo, utilizado para dispositivos electrónicos pequeño con un rendimiento menor a los con estructura cristalina, 8%.

La corriente producida es continua (CC), la cual es enviada a los reguladores, equipo encargado de evitar la sobrecarga y la descarga de la batería, y asegurar el funcionamiento del sistema en el punto de máxima potencia.

El inversor es un equipo utilizado para transformar la corriente continua obtenido de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna (CA), esto es debido a que la eficiencia de transmisión de corriente alterna es mejor en distancias prolongadas. Además, la corriente puede ser almacenada en baterías para un uso posterior de esta.

2.3.1.1. Montaje

El dimensionamiento de paneles fotovoltaicos tiene una serie de consideraciones debido al montaje de estos, puesto que se debe asegurar la máxima captación de radiación sin interferencia de sombras. Entre los factores a considerar se tiene:

- **Inclinación:** la radiación debe incidir perpendicularmente sobre el panel, pero la inclinación de la radiación varía respecto de la estación del año y la hora del día.

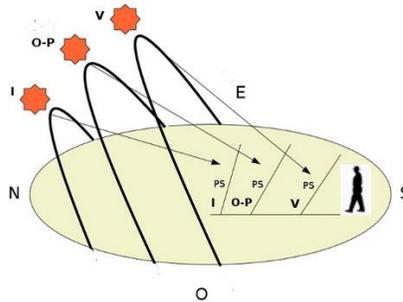


FIGURA 7. EFECTO DE LA INCLINACIÓN EN LA CAPTACIÓN DE RADIACIÓN SOLAR

Como se observa en la Fig. 7 la inclinación es máxima en verano y mínima en invierno, por ello para aumentar la captación se han implementado sistemas de seguimiento. El sistema de seguimiento puede ser, mecánico, es decir con ajuste periódico o sistema automático, que utiliza sensores que captan la incidencia.

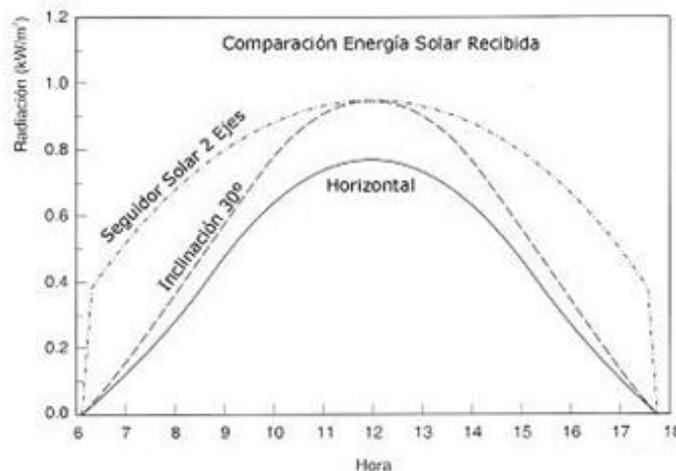


FIGURA 8. EFECTO DEL SEGUIMIENTO SOLAR

En las instalaciones con paneles fijos, se busca la inclinación en la que la potencia media anual sea la óptima, la cual generalmente es la latitud del lugar de instalación.

- **Orientación:** la más favorable para paneles emplazados en Chile es hacia el Norte, debido a la simetría respecto al medio día en el movimiento solar (Este a Oeste) [8].

- Emplazamiento: se tienen varias opciones, pero en el caso de este proyecto se considera suelo como única opción puesto que las de pared y tejado no son viables porque no se cuenta con estas estructuras.
- Distancia entre paneles: este factor es de suma importancia, puesto que los paneles no deben generar sombra que interfieran con el correcto funcionamiento de otro panel, ya que puede provocar sobrecalentamiento, transformando la celda en una resistencia al flujo eléctrico [8].

Para prevenir la formación de sombras entre paneles se debe considerar que la distancia mínima entre las líneas de captación sea tal que al mediodía solar del día menos favorable (altura solar mínima), la sombra de la arista superior se proyecte como máximo en la arista inferior de la fila siguiente.

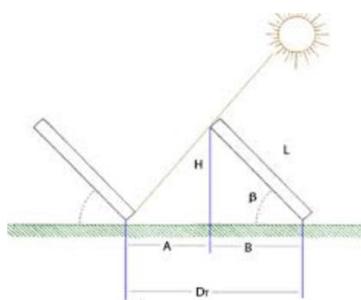


FIGURA 9. INTERFERENCIA DE LA SOMBRA

2.3.1.2. Tipos de Instalación Fotovoltaica

Estos tipos de instalaciones tienen beneficios ambientales inherentes a una fuente de energía renovable, puesto que no emiten contaminantes como SO_2 , CO_2 , CO , Pb y otros; y además evitan la generación eléctrica desde otros medios tales como térmico y nuclear.

Se pueden definir 3 tipos de instalaciones fotovoltaicas: fuera de la red (*Off-Grid*), conectados a la red (*On-Grid*) y mixto.

- Fuera de Red:

Este tipo de conexión trata de abastecer una demanda particular a una zona aislada o donde los costos de conectarse a la red no son viables, por ende la generación se realiza en el mismo punto de consumo. En general, se le asocia un sistema acumulación para asegurar la producción [9].

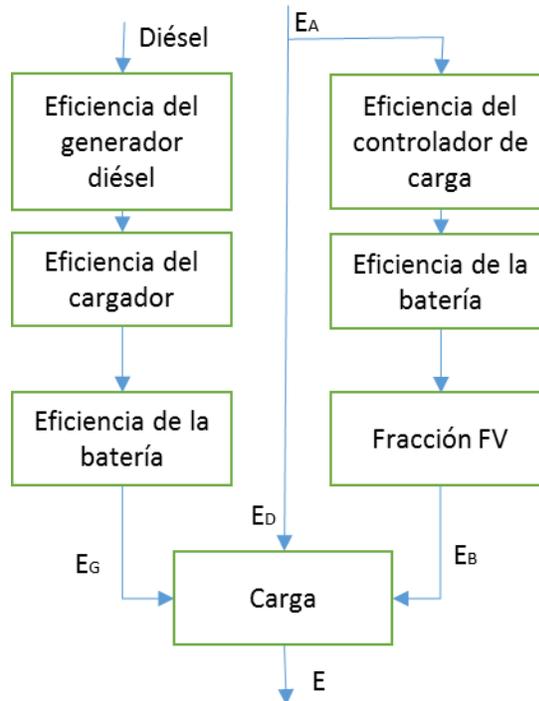


FIGURA 10. DIAGRAMA DE FLUJO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FUERA DE LA RED [10]

Los componentes que forman este sistema son los módulos fotovoltaicos, regulador de carga, inversor y sistema de acumulación. Este último debe asegurar la autonomía de la alimentación de la carga eléctrica; además se buscan baterías de larga vida útil puesto que representan la mayor inversión; en la actualidad existen baterías de plomo-ácido de larga duración (más de 6 años) y de bajo mantenimiento [10].

- Conectada a la red

La instalación tiene como fin inyectar energía a la red de distribución eléctrica para su posterior venta. Este tipo de instalación debe ubicarse cerca del lugar de consumo para así reducir el costo de transporte [10].

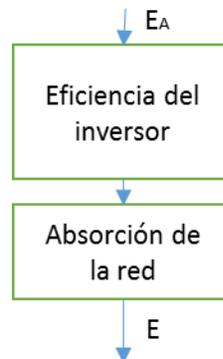


FIGURA 11. DIAGRAMA DE FLUJO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED [10]

Este tipo de sistema se caracteriza por no presentar un sistema acumulador, puesto que la energía en horas sin radiación la provee la red, y genera mayor fiabilidad que un sistema fuera de red puesto que la red debiese poseer un bajo índice de fallo. En resumen, el sistema conectado a la red busca ingresar la mayor cantidad de energía a la red en su tiempo de funcionamiento; el cual consta con un sistema de medición para facturar la producción

Los componentes que forman este sistema son los módulos fotovoltaicos, el inversor, un dispositivo de intercambio con la red y un contador de energía.

- Mixto

Este sistema busca utilizar los puntos favorables de los sistemas fuera de red y conectado a la red, al utilizar un sistema de baterías para controlar la producción de los paneles, y ante situaciones de déficit compensar con la red.

2.3.2. Costo de energía eléctrica

El costo de energía eléctrica es un valor de suma importancia para los procesos que hacen uso intensivo de esta, por ello es necesario conocer el estado actual de ella.

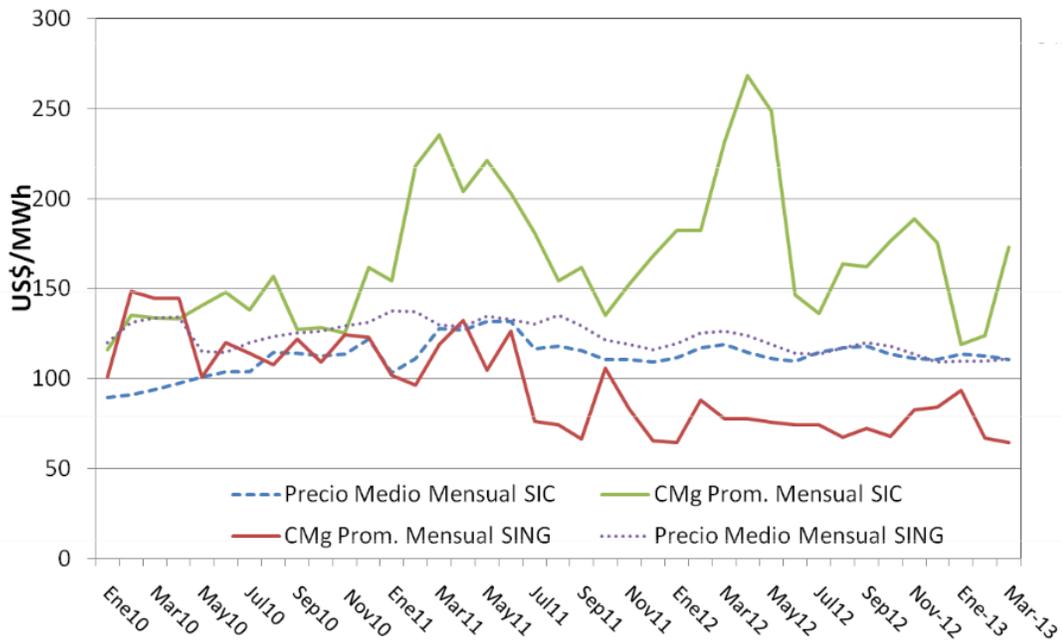


FIGURA 12. VARIACIÓN DE LOS PRECIOS MEDIO Y MARGINAL EN EL SIC Y EN EL SING

En la Figura 12, se observa la variación del precio medio mensual y del costo marginal (CMg) de la energía eléctrica en el sistema interconectado central (SIC) y en el sistema interconectado del norte grande (SING) donde la diferencia de precios se debe a los problemas de generación energética que presentan ambos sistemas. Como no existe estabilidad en los precios energéticos es difícil realizar algún tipo de proyección de éstos para realizar evaluaciones económicas; aunque ante la situación energética actual se puede asumir un escenario de alza de precios.

2.4. Bono de Carbono

Los bonos de carbono son el resultado económico obtenido tras el protocolo de Kyoto, que cuantifican la reducción de emisiones al medio ambiente [11]. Existen varios tipos dependiendo de la forma en la que se generan, estos se enuncian como: los certificados de reducción de emisiones (CERs), montos asignados anualmente (AAUs), unidades de reducción de emisiones (ERUs) y unidades de remoción de emisiones (RMUs).

Chile se acoge al tipo de bonos CER, puesto que se relacionan a la inversión de proyectos bajo mecanismos de desarrollo limpio (MDL). Se puede obtener un CER de un monto equivalente a la cantidad de dióxido de carbono que se dejó de emitir como resultado del proyecto. Los bonos se pueden transar como una compra-venta simple y el pago del bono se realiza a una fecha estipulada, dependiendo del acuerdo logrado.

Los precios de mercado de bonos de carbono se ven directamente afectados por la variación del precio del crudo y las decisiones tomadas en el parlamento europeo [12], por lo que son de difícil proyección.

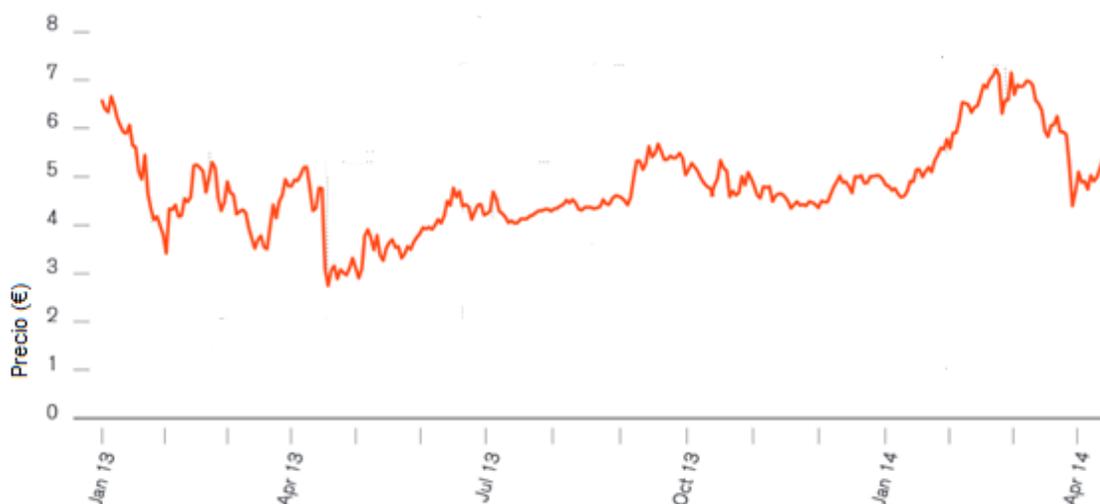


FIGURA 13. VARIACIÓN DE PRECIOS DE LOS BONOS DE CARBONO [12]

2.5. Marco Regulatorio

En cuanto a las energías renovables no convencionales (ERNC), se distingue un marco regulatorio reciente, el cual busca impulsar las inversiones en el área, para generar un sistema eléctrico de costo mínimo y de alta confiabilidad.

En cuanto a la generación fotovoltaica no existe una normativa técnica, no obstante si existe una para la generación termosolar.

En marzo de 2004 se oficializó la ley 19.940, la que modificaba la ley general de servicios eléctricos (LGSE), la cual asegura el derecho a conexión de pequeñas centrales y abre el mercado spot. Lo anterior permite la comercialización de ERNC, generándose un sistema de pago de peajes para medios de generación no convencional (MGNC) el que es proporcional para generadores entre 9 [MW] a 20 [MW] [13].

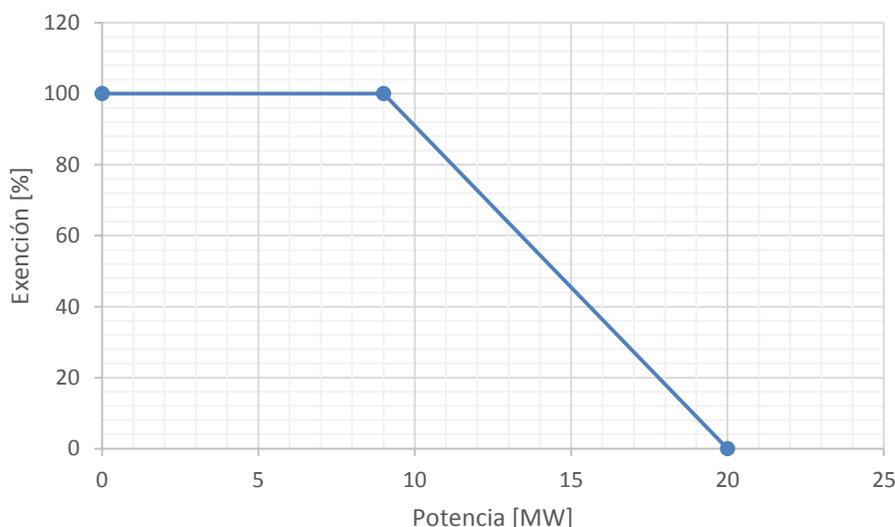


FIGURA 14. ESQUEMA DE EXENCIÓN DE PEAJES EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA PARA CENTRALES ERNC

Con la ley 20.018, de Mayo de 2005, se sustituye el sistema de venta a precios de nudo, y se genera un precio de nudo de largo plazo; promocionando condiciones de estabilidad para inversionistas energéticos, y específicamente en ERNC los propietarios de MGNC tienen derecho a suministrar un 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados [14].

El 1° de Abril de 2008 entró en vigencia la ley de energías renovables no convencionales (ley 20.257), la que presenta como exigencia a los generadores eléctricos cumplir con una cantidad

mínima de energía en base a las ERNC del total que comercializan; esta ley presenta 3 disposiciones:

- Las empresas eléctricas deben acreditar que un 10% de los retiros energéticos anuales usados para comercialización, fue inyectada al sistema por MGNC propios o contratados; los retiros se consideran para aquellos sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 [MW] (SING y SIC).
- A partir del 2015 existirá un incremento del 0,5% anual sobre el 5% obligatorio de suministración alcanzado a 2014; esto en busca de alcanzar un 10% al año 2024. En cuanto al retiro afecto a la obligación debe cumplir un 5,5% de inyección al 2015 y así sucesivamente.
- Se aplicarán cargos a las empresas que no acrediten el cumplimiento (a 01 de marzo del año calendario siguiente) de la obligación, este tendrá un valor de 0,4 UTM por MWh de déficit; aumenta a 0,6 UTM por MWh de déficit si en los 3 años posteriores nuevamente incumple [15].

La obligación comenzó a regir el 1° de Enero de 2010 y aplica a todos los retiros de energía para comercializar con contratos que se hayan suscrito a partir del 31 de Agosto de 2007, ya sean nuevos, extensiones o renovaciones. La acreditación puede ser realizada independiente del sistema donde se concreta la inyección; y ante un excedente de la obligación puede convenir el traspaso de este a otra empresa.

Cabe destacar que el cumplimiento de esta ley solo es válida para ERNC que sean inyectadas a la red a partir de 1° de Enero de 2007.

3. METODOLOGÍA

El objetivo principal del trabajo consiste en realizar una evaluación técnica y económica de la implementación y uso de módulos fotovoltaicos en minería. Para ello es necesario tener un amplio conocimiento de los factores ambientales de la zona a estudiar, los ciclos de corriente requeridos por las operaciones, y problemas técnicos asociados a las instalaciones fotovoltaicas.

Para la confección del trabajo se requiere recopilar una variada gama de información, tal como:

- Antecedentes de potencia requerida por las plantas de electro-obtención.
- Antecedentes de radiación solar en el norte de Chile, enfocado en la faena seleccionada.
- Equipos necesarios para la implementación.
- Costos fijos asociados a instalaciones fotovoltaicas y costos de generación eléctrica por medio de energías convencionales.
- Mercado de bonos de carbono.
- Leyes y normas asociadas para instalaciones de generación eléctrica ERNC.

Con los datos recopilados se realizan las evaluaciones para paneles fijos y uniaxiales en los siguientes escenarios:

- Instalación fotovoltaica con conexión a la red.
 - 8 horas de generación
 - 1 día de generación
- Instalación fotovoltaica fuera de red, comparado a generación diésel y eléctrica.
 - 1 día de acumulación
 - 2 días de acumulación
- Instalación fotovoltaica de sistema mixto, comparado a generación diésel y eléctrica.
 - 8 horas de acumulación
 - 16 horas de acumulación

3.1. Herramientas a utilizar

Se trabajó con el software EXCEL y su complemento RETScreen 4, el cual es programa desarrollado por el Departamento de Recursos Naturales de Canadá (Natural Resources Canada) [16].

3.1.1. RETScreen 4

Es un programa gratuito utilizado para análisis de sistemas energéticos limpios, emplea como plataforma Excel, y permite determinar la viabilidad económica y técnica de potenciales proyectos, pero presenta la incapacidad de simular algún tipo de efecto de sombras. El programa calcula proyectos de múltiple capacidad y diversas combinaciones de generación o cogeneración, no solamente energía solar. La herramienta contiene datos de productos, climatológicos, hidrológicos, de proyectos y además permite su comparación.

La base de datos climáticos del software comprende la superficie entera del planeta, y contiene la Base de Datos Climatológicos RETScreen y aquellos del Registro de Datos de Meteorología de Superficie y Energía Solar de la NASA.

El software también incluye una base de datos de productos disponibles en el mercado para la generación de electricidad, que es utilizada directamente en los modelos para cálculo y dimensionamiento de plantas generadoras.

El procedimiento que utiliza el software es un análisis estándar de 5 pasos: Modelo de energía, análisis de costos, de emisiones, financiero y de riesgo.



FIGURA 15. PROCEDIMIENTO RETSCREEN 4 [16]

3.2. Base de Datos a Utilizar

La base de datos de radiación a utilizar es la obtenida de la “Norma Técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los Sistemas Solares Térmicos acogidos a la franquicia tributaria de la Ley 20.365” [17]. Esta norma técnica presenta el algoritmo de cálculo de la contribución solar mínima y la forma de verificación para sistemas termosolares como indica su nombre y adjunta la base de datos de radiación para todo Chile que es fija e independiente del sistema solar que se dimensione.

4. DESARROLLO

4.1. Benchmark plantas de electro-obtención de cobre en Chile.

Para el desarrollo de la memoria es necesario los rangos de valores de parámetros operacionales de la operación unitaria de electro-obtención de cobre de diversas faenas, para ello se realiza una comparación de las tendencias de la industria, con el cual se obtienen la capacidad nominal de producción, la densidad de corriente de trabajo, el consumo energético, la cantidad de celdas y el número de cátodos por celda, que pudieron obtenerse en la red o por visitas a faenas.

Con los valores obtenidos se procede a calcular la potencia de la siguiente manera:

$$Potencia\ Nominal\ [kW] = Capacidad\ Nominal\ \left[\frac{ton}{h}\right] * Consumo\ \left[\frac{kWh}{ton}\right] \quad (6)$$

Luego se procede a calcular la corriente total considerando cátodos de acero inoxidable 316L, cuyas dimensiones son de 1 [m] x 1 [m]:

$$I_t\ [A] = i\ \left[\frac{A}{m^2}\right] * A_{celda}\ [m^2] = i\ \left[\frac{A}{m^2}\right] * N^{\circ}\ cátodos * Área_{cátodo} * 2 \quad (7)$$

Obteniéndose finalmente el voltaje total:

$$V_t\ [V] = \frac{P_t\ [W]}{I_t\ [A]} \quad (8)$$

TABLA 6. TENDENCIAS DE LAS PLANTAS DE ELECTROOBTENCIÓN.

Faena	Capacidad Nominal [ton_cu/año]	Densidad de Corriente [A/m ²]	Consumo [kWh/ton_cu]	Numero de Celdas	Cátodos por celda	Potencia [MW]	Corriente [kA]	Voltaje [V]
Anglo-Mantos Blancos	60000	280,0	1800	164	61	12,3	34,16	180,46
Anglo-MantoVerde	75000	288,0	2000	168	61	17,1	35,14	243,67
Barrick-Zaldivar	125000	350,0	1800	368	65	25,7	45,50	141,13
Antofagasta-Lince	64200	207,0	1880	208	60	13,8	24,84	277,34
Collahuasi-Óxidos	50000	287,0	1940	188	60	11,1	34,44	321,52
Freeport-Tyrone	74980	330,0	2360	227	60	20,2	39,60	255,05
Lomas Bayas	80000	290,0	1800	180	60	16,4	34,80	236,18
El Abra	225000	227,0	1803	680	66	46,3	29,96	257,59
Antofagasta-El Tesoro	92000	280,0	1950	284	60	20,5	33,60	304,75
BHP-BILLITON-Cerro Colorado	100000	240,0	1900	420	62	21,7	29,76	182,20
Freeport-Cerro Verde	90520	390,0	2090	230	49	21,6	38,22	282,53
Teck-Quebrada Blanca	79000	250,7	2039	264	60	18,4	30,10	305,62
Codelco-Gaby	170000	313,3	1700	504	60	33,0	37,60	219,38

Los valores obtenidos en la Tabla 6 son aproximados, según lo entregado por las empresas, por ende existe cierta desviación, pero se observa que el voltaje se encuentra dentro de los rangos esperados de funcionamiento, acorde con el trabajo de los rectificadores.

Las variaciones de potencia se producen por los parámetros de diseño que difieren de la capacidad de producción actual y los consumos enunciados no son los de diseño sino de algún año particular no especificado por las faenas; estas variaciones temporales generan una diferencia entre la densidad de corriente utilizada y la calculada, al igual que en los voltajes de celda. En general los resultados son una buena aproximación de la situación de operación de la nave.

Cabe destacar que de las faenas, se selecciona Mantos Verdes como faena base para los cálculos (Latitud: -26,5667; Longitud: -70,3167), debido a su ubicación en la tercera región, cercano a Chañaral y Diego de Almagro.

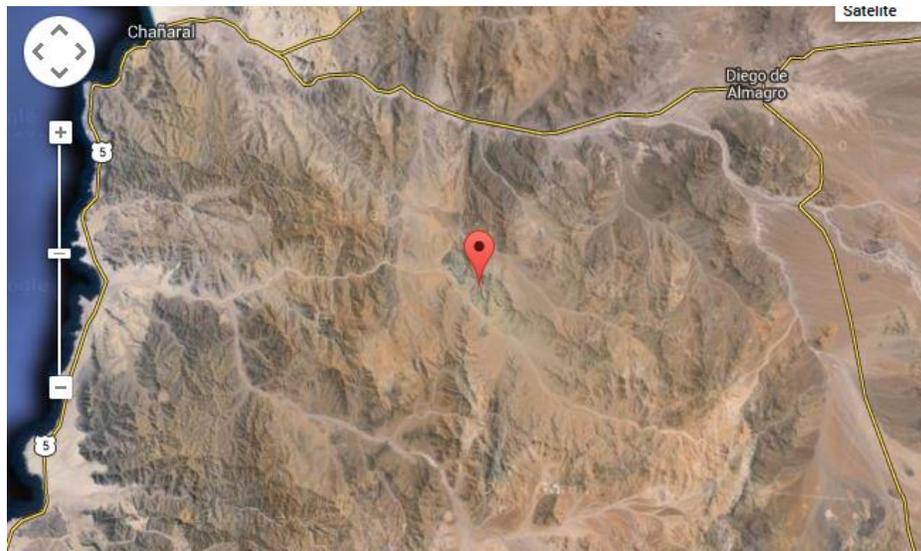


FIGURA 16. UBICACIÓN FAENA MANTOS VERDES

4.2. Radiación Solar Zona Seleccionada

Como ya se ha mencionado, se selecciona la faena Mantos Verdes y para efectos de radiación se consideran los obtenidos en Diego de Almagro. Se obtiene una radiación global horizontal anual de 6,66 [kWh/m²], tomando en cuenta el promedio anual de 2003 hasta 2011 [17].

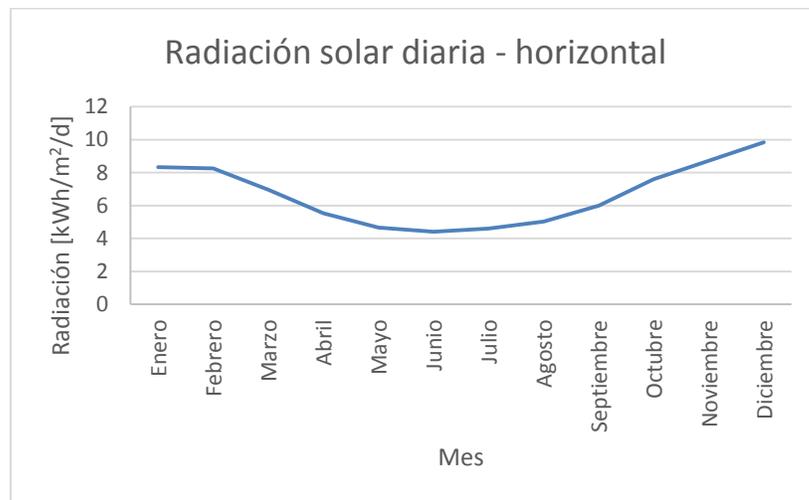


FIGURA 17. RADIACIÓN GLOBAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL EN DIEGO DE ALMAGRO

Como es de suponerse, se observa que en los meses de invierno la radiación es menor, y esto debe considerarse para calcular la inclinación y orientación adecuadas.

4.3. Dimensionamiento

Para el dimensionado se realizan los escenarios de generación eléctrica por medio de tecnología fotovoltaica fuera de red, conectada a la red y mixta; con consideraciones particulares para cada caso.

- Fuera de Red: este escenario se realiza un comparativo con un sistema de generación basado en diésel y un sistema que consume de la red, esta diferenciación no afecta de forma particular el dimensionado; y se consideran 1 y 2 días de autonomía, debido a que debe sostener el funcionamiento de la planta por sí solo.

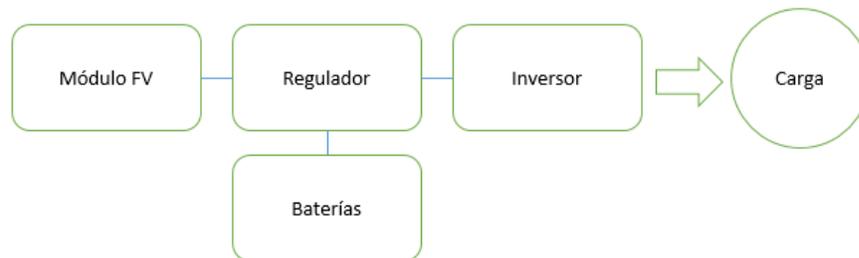


FIGURA 18. DIAGRAMA SISTEMA FUERA DE RED

- Conectado a la red: este escenario se presenta en 2 situaciones, generación total diaria, es decir el parque debe ser capaz de generar energía para las 24 horas que requiere el proceso; y el escenario de generación parcial, el cual corresponde a 8 horas de generación ya que esas son las horas efectivas de funcionamiento del panel y el resto lo provee la red. Este escenario no presenta acumulación puesto que el consumo es realizado de inmediato por la carga y la diferencia es enviada a la red.

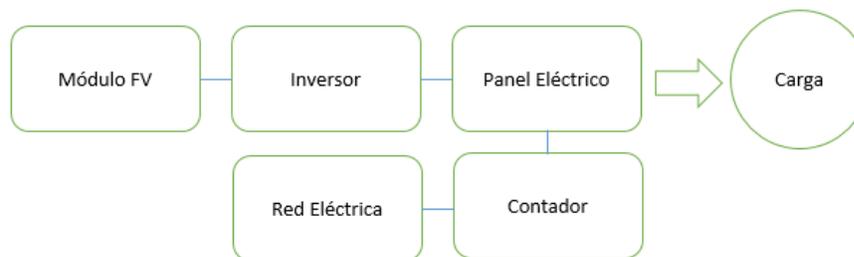


FIGURA 19. DIAGRAMA SISTEMA CONECTADO A LA RED

- Mixto: en este escenario se muestra un caso de 8 horas de generación para el funcionamiento del proceso, es decir un tercio de la cuota diaria que requiere la electroobtención; y el resto es extraído de la red, con un sistema de acumulación de 8 y 16 horas ya que no sostiene el sistema por sí solo. Se compara con un escenario de generación total en diésel y total de la red.

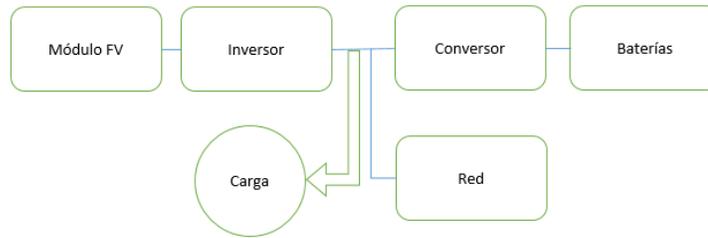


FIGURA 20. DIAGRAMA SISTEMA MIXTO

TABLA 7. RESUMEN ESCENARIOS REALIZADOS.

Conectado a la Red	8 horas de generación Fijo
	8 horas de generación Uniaxial
	1 día de generación Fijo
	1 día de generación Uniaxial
Fuera de Red	1 día acumulación Fijo
	1 día acumulación Uniaxial
	2 días acumulación Fijo
	2 días acumulación Uniaxial
Mixto	8 horas acumulación Fijo
	8 horas acumulación Uniaxial
	16 horas acumulación Fijo
	16 horas acumulación Uniaxial

Donde los sistemas Mixto y Fuera de Red son comparados ante el gasto en la red eléctrica y ante la generación por diésel.

Para empezar el dimensionamiento se tienen los siguientes valores de la Planta Mantos Verdes:

TABLA 8. PARÁMETROS PLANTA EW.

Consumo (2010)	2.000 [kWh/ton]
Producción (2013)	62.239 [ton/año]
Densidad de Corriente (2010)	288 [A/m ²]

Dando como resultado una potencia de 14,21 [MW]; pero para efectos de cálculo se le asigna un margen de 0,2% dando como resultado 14,24 [MW], esto es debido a pequeñas variaciones ocurridas en la producción diaria. Además se tiene una demanda diaria de 342000 [kWh] que debe ser provista por el parque fotovoltaico (fuera de red y conexión a la red) o por la generación mixta.

4.3.1. Inversor

Los parámetros para el inversor son los siguientes:

TABLA 9. PARÁMETROS DIMENSIÓN INVERSOR.

Capacidad [kW]	14240
Eficiencia [%]	93
Pérdidas Variables [%]	2

4.3.2. Baterías

Se consideran baterías de plomoácido, cuyo tiempo de vida útil alcanza los 6 años [10]. Para los casos en los que se utiliza acumulación se tienen los siguientes parámetros:

TABLA 10. PARÁMETROS BATERÍAS.

Tensión	24 [V]
Eficiencia	85 %
Máxima Profundidad de Descarga	50 %
Eficiencia del Controlador de carga	90 %
Método de control de Temperatura	Ambiente
Reducción promedio de la Capacidad de la Batería por Temperatura	10,24 %

Como resultado para los casos propuestos, según las horas de autonomía se tienen las siguientes capacidades:

TABLA 11. CAPACIDAD DE BATERÍA SEGÚN SISTEMA.

	Capacidad [Ah]
Sistema Fuera de Red - 24 horas	36.510.000
Sistema Fuera de Red - 48 horas	71.770.000
Sistema Mixto - 8 horas	12.170.000
Sistema Mixto - 16 horas	23.921.000

4.3.3. Paneles Fotovoltaicos

Luego queda determinar los módulos para cumplir los requerimientos, para ello se seleccionan módulos Sunpower por sugerencia técnica de experto [18]. (Anexo 3)

TABLA 12. MÓDULO FV A UTILIZAR.

Tipo	Mono-Si
Fabricante	Sunpower
Modelo	Mono-Si-SPR-320E-WHT
Eficiencia	19,6%

Con el módulo seleccionado se dimensiona el parque fotovoltaico capaz de cumplir con los requerimientos de electricidad que exige la carga; considerando pérdidas de un 1% con el uso de un rastreador de punto de máxima potencia (MPPT) [18].

TABLA 13. CANTIDAD Y ÁREA DE MÓDULOS FV.

	Fijo Cantidad	Fijo Área [m ²]	Uniaxial Cantidad	Uniaxial Área [m ²]
Sistema Fuera de Red - 24 horas	250.000	407.747	250.000	407.747
Sistema Fuera de Red - 48 horas	207.000	337.615	158.000	257.696
Sistema Mixto - 8 horas	68.100	111.070	50.100	81.713
Sistema Mixto - 16 horas	68.100	111.070	50.100	81.713
Sistema Conectado a Red (Paneles generando 8 horas de consumo)	68.100	111.070	50.100	81.713
Sistema Conectado a Red (Paneles generando 24 horas de consumo)	250.000	407.747	250.000	407.747

De los valores presentados en la Tabla 13, los del sistema mixto son para entregar a la carga 41610 [MWh] anual (33,3% del requerimiento anual) y tiene baterías que dan autonomía de 8 y 16 horas. En los otros casos, la cantidad de paneles es para la generación total de electricidad requerida por la carga.

La no variación de módulos entre sistemas de seguimiento fijo y uniaxial se debe principalmente a que la electricidad entregada a la carga no varía con esa configuración.

Los factores de utilización obtenidos para paneles fijos y con seguimiento uniaxial son de 28,8 y 39,2%, valores utilizados para el cálculo de carga entregada a la red por los sistemas conectados a la red.

TABLA 14. ELECTRICIDAD ENTREGADA A LA CARGA ANUAL SEGÚN SISTEMA.

Sistema	Horas Generación Equivalente	Días Acumulación	Electricidad entregada a la carga anual [MWh]
Conectado a la Red	8 Fijo	-	55.059
	8 Uniaxial	-	55.053
	24 Fijo	-	201.830
	24 Uniaxial	-	274.714
Fuera de Red	24 Fijo	1	120.744
	24 Uniaxial	1	120.893
	24 Fijo	2	125.040
	24 Uniaxial	2	125.566
Mixto	8 Fijo	1/3	41.632
	8 Uniaxial	1/3	41.649
	8 Fijo	2/3	41.632
	8 Uniaxial	2/3	41.649

Los resultados del dimensionamiento muestran que el sistema mixto es capaz de alcanzar la cuota anual (41.610 [MWh]), mientras que los sistemas fuera de red con un día de acumulación no alcanzan la cuota de 124830 [MWh] anual.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA

5.1. Montaje

5.1.1. Inclinación y Orientación

Al dimensionar el parque fotovoltaico se obtiene como resultado que la máxima captación de radiación se obtiene para:

TABLA 15. INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMOS.

Inclinación	26°
Azimut	180°

Tras esto cabe ver las diferencias de radiación que produce la existencia o ausencia de rastreo solar.

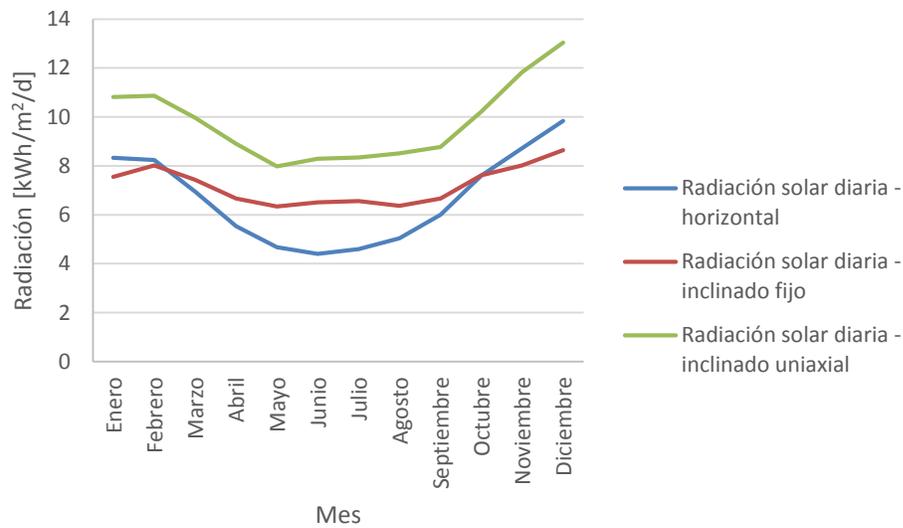


FIGURA 21. EFECTO DEL SEGUIMIENTO EN LA RADIACIÓN

5.1.1. Temperatura

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos está relacionado con la temperatura de éstos, a menor temperatura el módulo tendrá una mayor eficiencia, por ende se espera que la temperatura ambiente no sea demasiado alto.

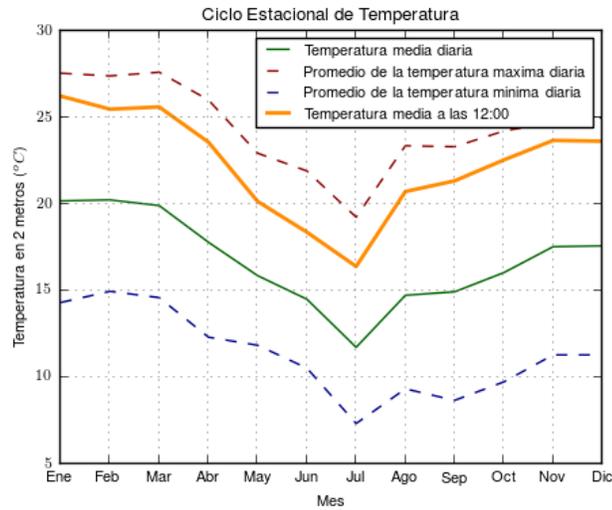


FIGURA 22. CICLO ESTACIONAL DE TEMPERATURA [5]

La temperatura ambiente media a medio día no supera los 30 [°C], y al considerar que la temperatura de celda afecta en la eficiencia y esta se sitúa unos 30 [°C] sobre la temperatura ambiente [6], se tendría un funcionamiento a 60 [°C] máximos, lo cual estaría dentro del límite de funcionamiento de las celdas SPR-320E-WHT-D de Sunpower; que es un máximo de 85 [°C] [19].

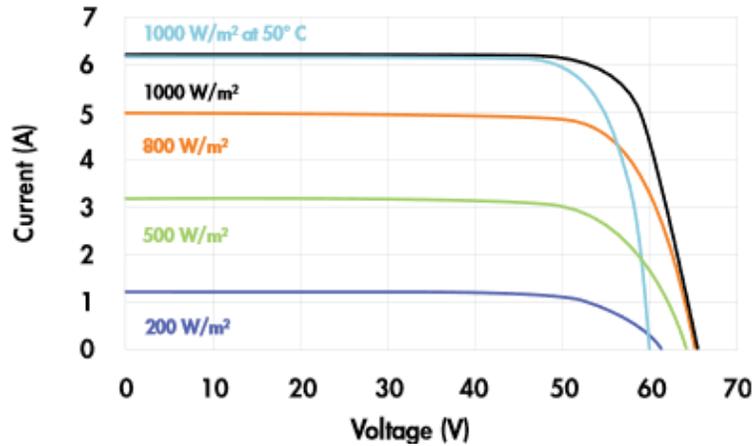


FIGURA 23. EFECTO DE LA TEMPERATURA DE LA CELDA EN SU CRUVA I-V [18]

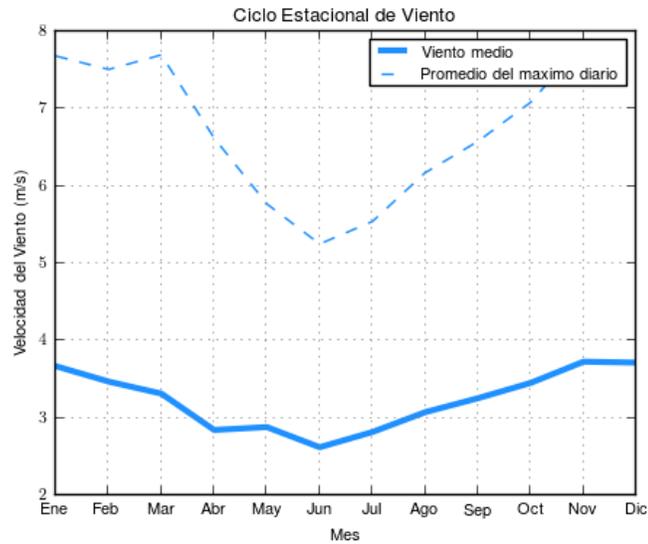


FIGURA 24. CICLO ESTACIONAL DE VIENTO [5]

La zona presenta una buena condición de aireación, lo cual es beneficioso para el correcto funcionamiento de las celdas ante un buen arreglo de éstas; aunque se debe tener en cuenta el control de polvos y de químicos que pueden provenir de la faena si se emplaza contigua a esta.

5.1.2. Nubosidad

La nubosidad es un factor primordial para el correcto funcionamiento de la faena, y en la zona estudiada esta no presenta una frecuencia superior a un 5%, lo cual genera una alta confiabilidad para la implementación de estos dispositivos.

5.2. Mantenimiento

La mantención evita fallas de la planta, y además disminuye la tasa de reparaciones a realizar en el tiempo de vida del proyecto, siendo el costo de las reparaciones similares a de la inversión realizada en la adquisición de los componentes del parque.

5.2.1. Módulo Solar

La mantención se debe realizar según las especificaciones entregadas por el proveedor y con el soporte técnico necesario, y se resume en:

- Limpieza de módulo: debe ser realizado a una frecuencia anual o una vez al mes dependiendo de las condiciones de polvo que tenga el ambiente; esta limpieza debe realizarse cuando el módulo se encuentre frío (atardecer o amanecer).
- Control de orientación e inclinación: el sistema de control debe tener el arreglo bien ubicado para captar la radiación y cualquier variación debe ser corregida.

- Control de conexiones y estado de módulo: verificación de presencia de corrosión, revisión visual de los componentes del parque, y tener un sistema de alerta ante fallas.
- Control de aspectos eléctricos: control de corriente máxima de corto circuito (I_{sc}), control de la tensión máxima de circuito abierto (V_{oc}); los cuales deben ser coherentes con los aspectos técnicos.

5.2.2. *Regulador e Inversor*

El regulador tiene menor control de mantenimiento, puesto que se basa en comprobar el correcto funcionamiento de los fusibles de protección y los indicadores luminosos; los cuales dan conocimiento del voltaje de la batería. Pero se debe tener en cuenta que debe estar en un cuarto de control aislado de radiación solar.

En caso de falla del dispositivo se deben verificar las conexiones que el dispositivo presente.

5.2.3. *Batería*

La vida útil de la baterías de plomoácido se ve afectada directamente por la descarga de esta, puesto que pierden capacidad de acumular carga en el proceso; para aumentar el período de vida útil es necesario realizar procedimientos de control y mantención tales como, control de sobredescarga y sobrecarga, reemplazo de agua destilada, no someterlas a cortocircuito e impedir que se descarguen.

Para mantener la máxima capacidad de la batería se requiere tener un control de voltaje, densidad y temperatura de éstas; realizar pruebas de descarga según lo estipulado por los proveedores, además se debe verificar:

- Fuga de electrolito: las baterías deben permanecer secas, ante la presencia de electrolito se debe proceder a su limpieza con bicarbonato de sodio; además se debe verificar presencia de daños en las cajas.
- Mantención de bornes: se debe realizar en pos de evitar la sulfatación de estos, para ello se deben mantener engrasados. Ante la existencia de sulfatación se debe proceder su limpieza con una solución de bicarbonato de sodio seguido de agua limpia.

- Reposición de agua: ante la necesidad de esta, se ajusta el nivel de electrolito con agua desmineralizada. Y ante una zona de alta temperatura ambiental se debe tener control periódico de la temperatura de electrolito [20].

5.3. Análisis

Cada módulo fotovoltaico genera una tensión de 30 a 50 [V] y una intensidad de 4 a 10 [A], con un inversor de potencia superior a 10 [kW] se tiene una tensión de trabajo de 500 a 900 [V] con 25 a 27 módulos en serie y con una tensión máxima de 1000 [V]; esto indica que no es posible entregar energía de forma directa a la nave de electroobtención que requiere una tensión de 240 [V] para cada rectificador en el caso de estudio; por ende es necesario controlar esto mediante algún inversor con transformador.

Los inversores con transformador en el mercado permiten generar tensiones de salida de 220 [V] hasta 36 [kV] con frecuencias de 50/60 [Hz] tanto para sistemas aislados y sistemas conectados a red, permitiendo alcanzar la tensión deseada. Por ende solo queda determinar un arreglo adecuado del parque fotovoltaico.

Para las dimensiones de este parque no es posible funcionar con un solo inversor, y es conveniente realizar un arreglo en cadena de módulos fotovoltaicos con la presencia de un inversor en cada cadena, o realizar división por campos con presencia de un inversor en cada uno de estos, donde las cadenas están en paralelo. El uso de la división por campos permite una menor cantidad de inversores y solventa los problemas de sombreado que se puedan generar.

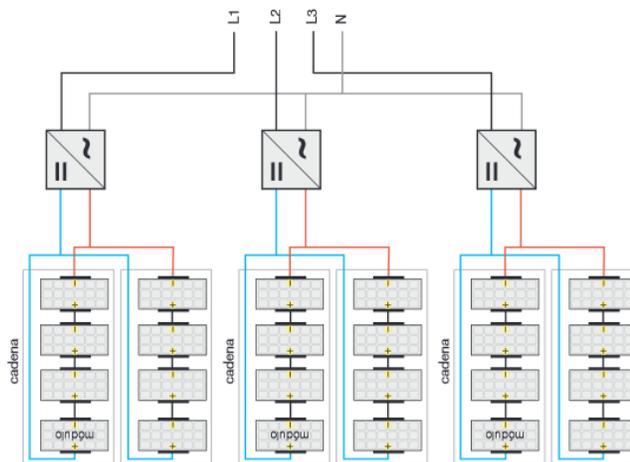


FIGURA 25. INVERSOR PARA DIVISIÓN POR CAMPOS

5.3.1. Conectado a la Red

Este tipo de sistema es realizado para la inyección directa a la red, pero puede utilizarse para inyectar a la carga y el superávit ser destinado a la red.

El principal problema de esta conexión al emplazarlo para una celda de EW, es la presencia de fluctuaciones de potencia demasiado amplias, ya que la energía generada por los módulos fotovoltaicos no aseguran una potencia constante diaria [21], lo cual impide el correcto funcionamiento de la nave. Esta variación no puede aplacarse a menos que se utilice un sistema de baterías que cumplan la función de amortiguador de variaciones.

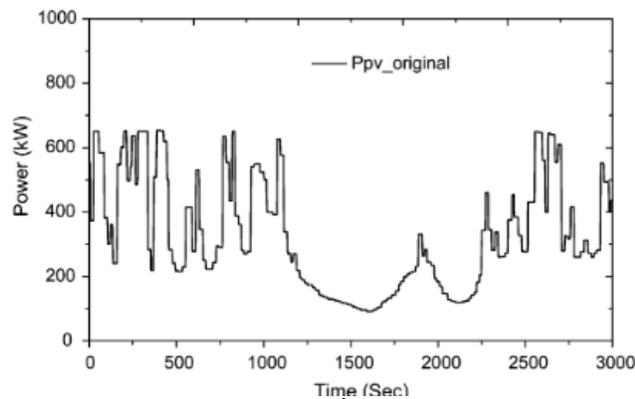


FIGURA 26. POTENCIA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA[21]

Otro problema es la falta de normalización de los requisitos de interconexión en Chile, junto a la medición y valoración de la energía inyectadas. Es recomendable realizar este tipo de sistemas como generador eléctrico puesto que su fin es inyectar energía al sistema sin importar las fluctuaciones.

La ventaja de este sistema es la confianza de la red para inyectar el déficit que pueda generar el parque fotovoltaico. Además, permite enviar el superávit generado a la red, para la venta de este o el retiro en otro punto del sistema de interconexión.

5.3.2. Fuera de Red

La electricidad entregada por el parque fotovoltaico es en corriente continua (CC), lo cual puede significar una ventaja al implementarse en una nave de electroobtención, ya que esta requiere corriente continua para su operación. No obstante, al tener un sistema fuera de red con este tipo de conexión se incurre en una serie de problemas. Uno de estos es la necesidad de generar las líneas que permitan el transporte de esta, lo cual genera un costo mayor que la utilización de líneas en corriente alterna (CA).

Además, al inyectar corriente continua directamente a la nave requiere la extracción de los rectificadores de esta, lo que afecta la calidad del producto que genera el proceso por similares razones a lo explicado en el sistema conectado a la red.

Además del problema de generación diaria se tiene los problemas de generación mensual (Fig. 28), los cuales no son constante, provocando meses de déficit y forzando la necesidad de suplir este comportamiento irregular con otra forma de generación, es aquí donde la generación en sistema mixto corre con ventaja por sobre la generación por un sistema fuera de red.

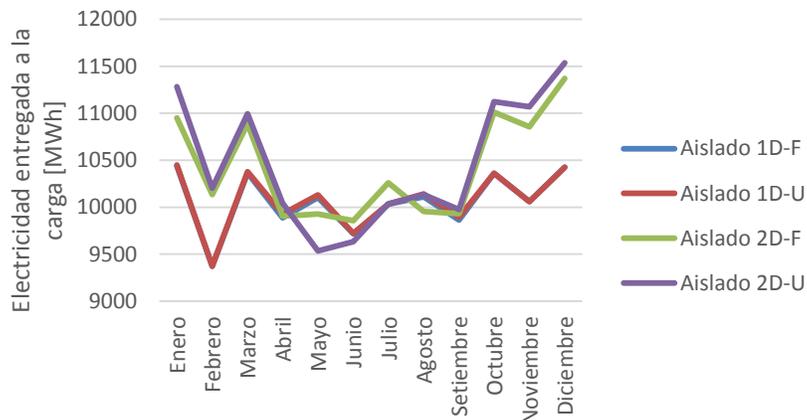


FIGURA 27. ELECTRICIDAD ENTREGADA A LA CARGA POR LOS MÓDULOS FV EN SISTEMA FUERA DE RED

En cuanto a las ventajas, este sistema no requiere un sistema de inversor que lo conecte al sistema de interconexión, lo que conlleva a un ahorro en construcción de líneas. Además, ante la necesidad de utilizar baterías, las fluctuaciones de potencia son controladas.

5.3.3. Sistema Mixto

En la Fig. 29 se observa mayor irregularidad de entrega a la carga, pero esta debe ser compensada por la red eléctrica para lograr la producción de 3.467,5 [MWh] mensual, lo cual supondría un problema en el contrato de consumo de la red ya que presentaría amplias variaciones mensuales.

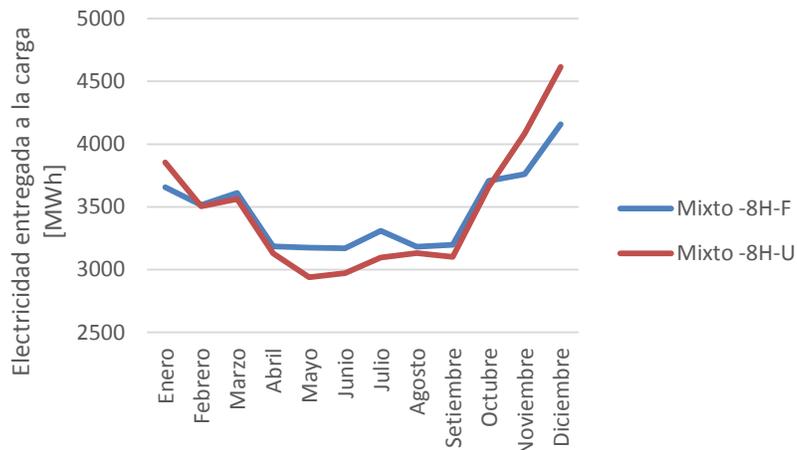


FIGURA 28. ELECTRICIDAD ENTREGADA A LA CARGA POR MÓDULOS FV EN SISTEMA MIXTO

Si se decide utilizar un Sistema Mixto en corriente alterna, se tiene la necesidad de utilizar un inversor que se conecte a la red. Esto es posible con la tecnología actual, pero se debe tener control de la tensión en el punto de conexión con una variación inferior a un 5% [22]; mientras que las baterías deben encargarse de amortiguar las fluctuaciones de potencia de la planta solar.

Además, la confiabilidad de este tipo de sistema recae en la reserva que posee ante algún fallo presentado por la red, beneficiando un funcionamiento continuo de la planta de EW, ahorrando los costos de reiniciar el sistema y su puesta a punto.

5.4. Conclusiones

Las condiciones ambientales son favorables para la implementación del parque fotovoltaico y, además, como no existe restricción de área se puede utilizar un amplio espacio en la distribución de las baterías plomoácido, las que no pueden ser apiladas. Se debe tener cuidado con la distancia de la faena en la que se emplace, puesto que las condiciones de polvo y viento pueden afectar la mantención de los equipos.

En el aspecto técnico, es viable la implementación de un parque fotovoltaico para el uso en electro-obtención de cobre, las tecnologías están disponibles, pero la implementación no puede ser directa puesto que se hace necesario el uso de BESS para asegurar una potencia constante en los casos a diseñar con baterías.

El caso fuera de red presenta un riesgo mayor de implementación por su alta dependencia a las condiciones ambientales y variabilidad de potencia entregada, mientras que en los casos del sistema mixto y sistema conectado a la red se hace necesario buscar un óptimo para un consumo constante desde la red eléctrica; puesto que se genera una alta variabilidad diaria y mensual.

Cuando el sistema conectado a la red es enfocado sólo en generación e inyección a la red, sólo depende de la instalación del inversor que debe ser capaz de regular las fluctuaciones de potencia para la conexión a la red. Además utiliza 8 hectáreas la generación de 8 horas, siendo el que tendrá menor problema de área.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con los escenarios realizados con anterioridad se procede a los cálculos de la evaluación económica; cabe destacar que cuando se habla de comparación con otros escenarios se asume que el ahorro de energía al que se incurre es una ganancia para el flujo de caja.

6.1. Aspecto económico proyecto

Para la evaluación económica se consideran los siguientes parámetros.

TABLA 16. PARÁMETROS EVALUACIÓN ECONÓMICA.

	Diésel	Electricidad
Tasa de Escalamiento	3%	3% y 10%
Tasa de Inflación	3%	3%
Tasa de Descuento	10%	10%
Tiempo de Vida	20 años	20 años
Relación de la Deuda	66,7%	66,7%
Tasa de interés de la Deuda	20%	20%
Duración de la Deuda	10 años	10 años

Los valores de la tasa de escalamiento de combustibles son basados en la sugerencia dada por el software, puesto que Chile no presenta índices para el escalamiento; en cuanto al 10 % considerado en electricidad se toma en consideración la tasa de actualización de los distribuidores de energía eléctrica[23].

La inflación se considera de 3%, que es a la que cerró Chile el 2013 [24], y la tasa de descuento de un 10% para este tipo de proyectos obtenido por *Benchmark* de proyectos [25], al igual que el tiempo de vida y la relación de la deuda y su tasa de interés. En cuanto a la duración de la deuda se considera la mitad del tiempo de vida del proyecto, puesto que el riesgo es muy alto y mayores tiempos de deuda provocan un alto impacto en las evaluaciones económicas.

Otros parámetros a considerar son los precios para calcular la inversión y los costos de operación:

TABLA 17. COSTOS ASOCIADOS.

Operación y Mantenimiento	6,4 [US\$/MWh]
Panel Fotovoltaico	1,8 [US\$/W instalado]
Inversor	400 [US\$/kW]
Baterías 24 V	\$200.000 por cada 100 Ah

Los costos de O&M se fijan en 6,4 [US\$/MWh] para plantas que entran en operación en 2016[26]. Los costos de inversor, batería y paneles se consideran por sugerencia de experto [18] y el costo de módulos fotovoltaicos con seguimiento se determina en 5% sobre el valor de aquellos fijos de igual forma.

Se toma un precio del dólar de \$549,44 (quinientos cuarenta y nueve punto cuarenta y cinco pesos chilenos) de Febrero 2014 [27],

En cuanto a los precios de diésel y electricidad, estos se obtienen del CNE [28] y se consideran en:

TABLA 18. PRECIOS A CONSIDERAR.

Diésel	212,09 [\$/kWh]
Electricidad - Costo Marginal	150,75 [\$/kWh]
Electricidad – Precio Medio	112,06 [\$/kWh]

Se procede a calcular los flujos de caja para obtener una primera aproximación económica, pero se debe tener en consideración que esta difiere del valor presente neto puesto que no considera actualización a la fecha.

6.2. Cálculo Flujo Caja

Para empezar la evaluación económica, es conveniente calcular el gasto en que se incurre en operar una planta de electroobtención, para ello se realizan 3 escenarios económicos como se enunció anteriormente, con tasas de 0% (escenario de precios estáticos), 3% y 10%.

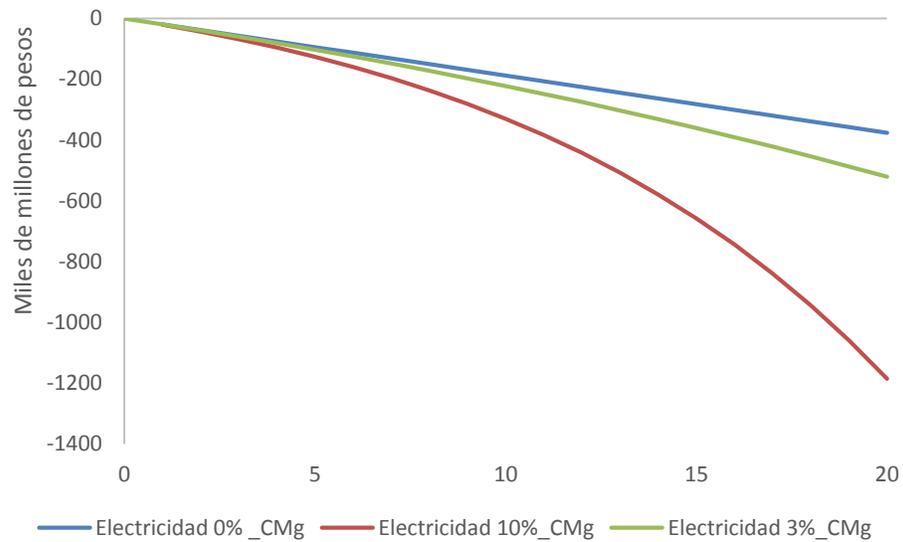


FIGURA 29. FLUJO CAJA ACUMULADO PARA COSTO MARGINAL DE LA ELECTRICIDAD CON ESCALAMIENTO 0%, 3% Y 10%

Se observa los flujos de caja a los que se incurre a lo largo del proyecto que alcanza hasta 1180 miles de millones de pesos, considerando el costo marginal.

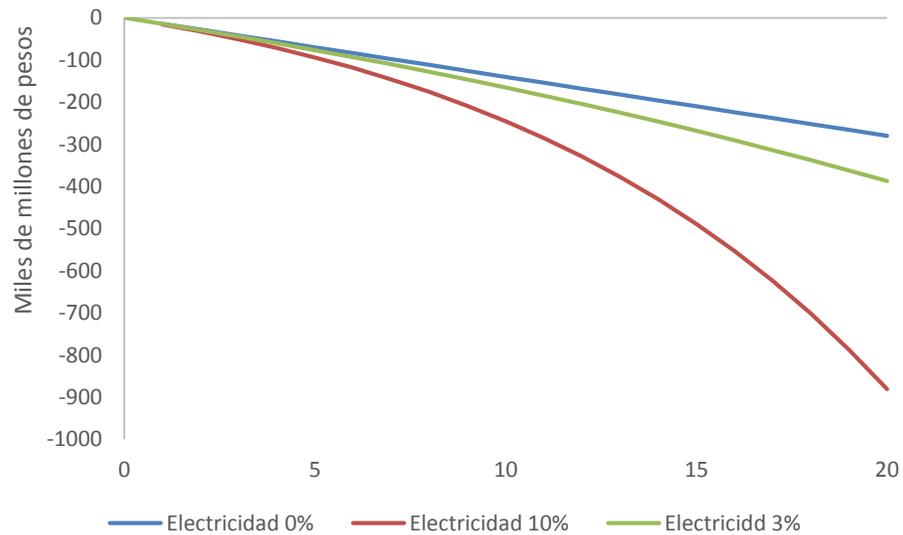


FIGURA 30. FLUJO CAJA ACUMULADO PARA PRECIO MEDIO DE LA ELECTRICIDAD CON ESCALAMIENTO 0%, 3% Y 10%

En un escenario más conservador, asociando el costo al precio medio de la electricidad da una variación de precios desde 279 mil millones de pesos hasta 881 mil millones de pesos acumulados a lo largo de la operación.

TABLA 19. RESUMEN GASTO ENERGÉTICO EW.

	0%	3%	10%
VAN_CMg (MM\$)	160.206	202.554	376.356
VAN_PM (MM\$)	119.089	150.568	279.762

Por ende, un escenario en el cual se puede reducir estos costos es atractivo de analizar, pero para ello se deben comparar los diversos tipos de conexión, y ver si es conveniente para la faena incurrir en el costo, o es preferible fijar nuevos contratos para la compra de energía limpia.

Se realizan los escenarios sin considerar el mecanismo de desarrollo limpio (MDL).

6.2.1. Conexión a la Red

En el escenario de conexión a la red no es necesario mostrar un comparativo con otras energías, puesto que toda la energía generada entra de forma directa a la red o es consumida por la planta y el superávit es entregado a la red para su posterior retiro por la empresa contratada.

Las inversiones están cercanas a los 25.000 millones de pesos para 8 horas de generación necesaria en EW, y los 86.000 millones de pesos para generar toda la potencia requerida por la planta de EW e inyectarla a la red.

TABLA 20. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS EN RED.

3% y 10%	8H-Fijo	8H-Uniaxial	1D-Fijo	1D-Uniaxial
Inversión (MM\$)	24.682	24.682	82.250	86.206
Costos Anuales (MM\$)	4.120	4.120	13.795	14.681
Ahorros Anuales (MM\$)	8.288	8.299	30.426	41.413

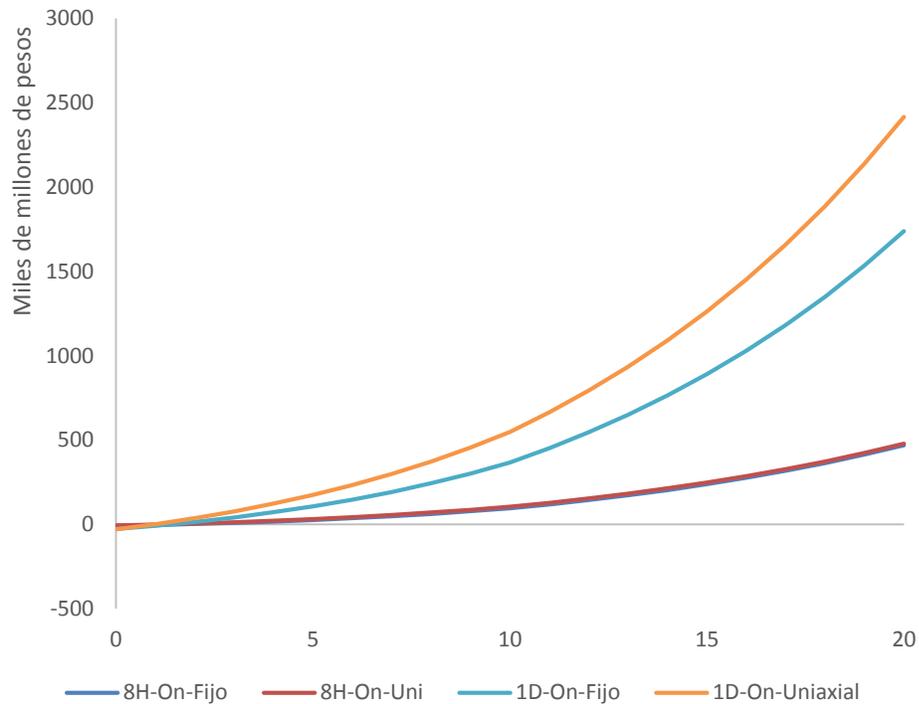


FIGURA 31. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS CONECTADOS A LA RED CON TASA 10%

El precio considerado para la evaluación es el de costo marginal debido a la consideración de precio nudo según la Ley 20.018, y se observa que los proyectos conectados a la red flotan ante cualquier situación a una tasa de escalamiento de 10%.

TABLA 21. ÍNDICADORES ECONÓMICOS TASA 10% SISTEMA CONECTADO A LA RED.

Tasa 10%	8H-Fijo	8H-Uniaxial	1D-Fijo	1D-Uniaxial
TIR – capital	77,3%	77,4%	87,5%	121,6%
TIR – activos	34,9%	34,9%	38,3%	49,3%
F.Caja (MM\$)	469.328	470.021	1.739.021	2.416.534

La variación del flujo de caja entre casos fijo y uniaxial muestra diferencias entre ambos casos de cantidad de energía generada; esto es debido al dimensionamiento puesto que para cumplir la cuota equivalente a 8 horas de generación se tenía similar cantidades de paneles, mientras que en la generación de 1 día de cuota la disminución en cantidad de paneles es significativa y la ganancia es significativa, por tenerse una variación de factor de planta de 28,8% a 39,2%.

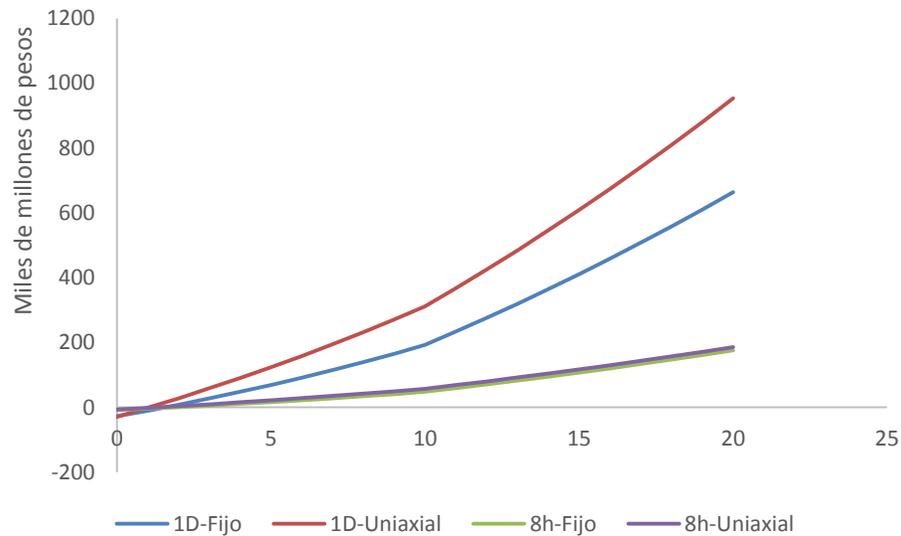


FIGURA 32. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS CONECTADOS A LA RED CON TASA 3%

La Fig. 33. muestra los ingresos presentados por este sistema de generación a una tasa de escalamiento de la electricidad de un 3%, mostrando que los proyectos son rentables, en menor medida que el caso anterior.

TABLA 22. INDICADORES ECONÓMICOS TASA 3% SISTEMA CONECTADO A LA RED.

Tasa -3%	8H-Fijo	8H-Uniaxial	1D-Fijo	1D-Uniaxial
TIR – capital	59,5%	83,8%	69,3%	101,8%
TIR – activos	23,7%	31,4%	26,8%	37,2%
F. Caja (MM\$)	176.545	186.281	664.194	953.575

Los resultados indican que un buen modelo de negocio es ser un generador de energía fotovoltaica puesto que el ahorro en el que se incurre es alto, y más con el superávit entregado a la red.

6.2.2. Diésel

El diésel se utilizó para comparar los casos en sistema fuera de red y sistema mixto; puesto es interesante ver la factibilidad económica ante uno de los recursos de mayor valor económico, puesto que si el proyecto no flota en este escenario sería incapaz de flotar en otro.

Primero se realiza el caso de un sistema fuera de red, el cual debe ser capaz de generar la potencia anual necesaria por la planta de electroobtención para operar sin detención como se indica en el dimensionamiento.

TABLA 23. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS FUERA DE RED VS DIÉSEL.

	1D-Fijo	1D-Uniaxial	2D-Fijo	2D-Uniaxial
Inversión (MM\$)	155.270	159.227	210.982	195.474
Costos Anuales (MM\$)	25.127	25.757	34.006	31.540
Ahorros Anuales (MM\$)	26.475	26.475	26.475	26.475

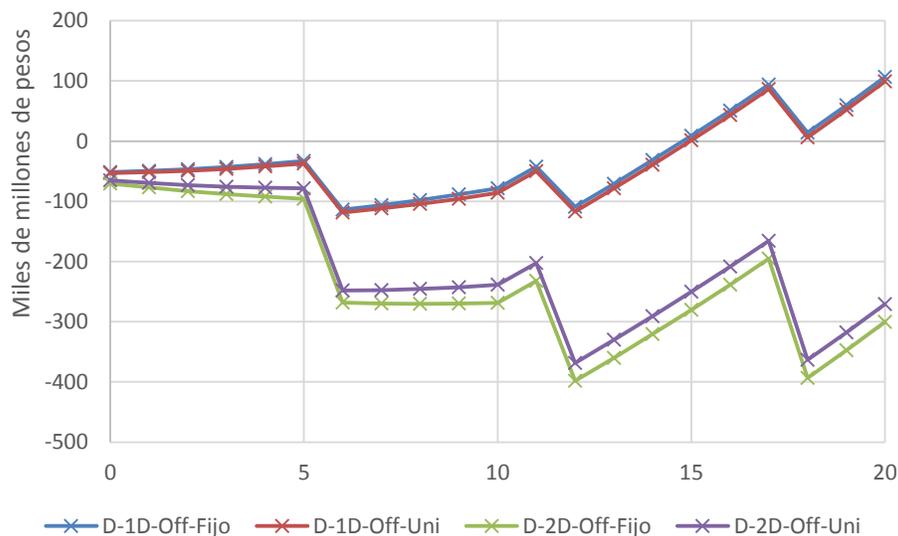


FIGURA 33. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS FUERA DE RED COMPARADO A DIÉSEL

Se observa en la Fig.34 que la utilización de baterías afecta de gran manera en la constitución de un proyecto fotovoltaico si en cartera se tiene la opción de realizar uno de generación eléctrica en base a diésel. La acumulación de un día presenta un flujo de caja positivo, lo cual parece hacer atractivo el proyecto, pero con poco margen de trabajo.

TABLA 24. INDICADORES ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO.

Tasa - 3%	1D-Fijo	1D-Uniaxial	2D-Fijo	2D-Uniaxial
TIR – capital	6,0%	5,5%	Negativo	Negativo
TIR – activos	Negativo	-0,2%	Negativo	-21,8%
F.Caja (MM\$)	106.634	99.009	-300.597	-270.802

Los resultados además muestran que es más conveniente realizar un proyecto sin seguimiento ante uno con seguimiento uniaxial, esto es debido a que en la parte técnica no variaba en demasía la energía entregada a la carga por la misma cantidad de módulos, y por ende ante una inversión mayor para obtener similares resultados resulta coherente el resultado.

Posteriormente se realiza el sistema mixto, generación fotovoltaica y consumo de red, comparado a un proyecto en base a diésel, considerando un escenario de precio de la electricidad igual al precio medio.

TABLA 25. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS MIXTO VS DIÉSEL (PRECIO MEDIO).

Precio Medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
Inversión (MM\$)	49.054	44.118	72.524	66.827
Costos Anuales (MM\$)	18.642	17.862	22.384	21.475
Ahorros Anuales (MM\$)	26.475	26.475	26.475	26.475

La inversión disminuye al realizarse un sistema con seguimiento uniaxial, puesto que se requieren menos equipos para producir la misma energía, y los costos anuales difieren levemente.

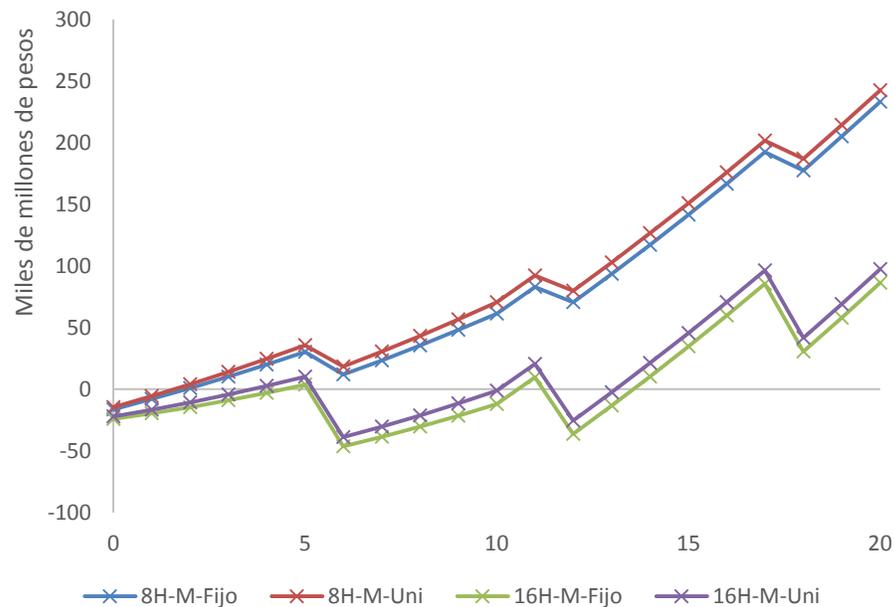


FIGURA 34. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS MIXTOS COMPARADOS A DIÉSEL (P. MEDIO)

Se obtiene como resultado que los 4 escenarios son factibles, pero se debe considerar que el precio de compra de electricidad de la red no es el precio spot, por ende ante un escenario de bajos precios es atractivo el proyecto por los indicadores económicos obtenidos.

TABLA 26. INDICADORES ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO, PRECIO MEDIO VS DIÉSEL.

Precio Medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
TIR – capital	49,1%	60,4%	11,6%	14,8%
TIR – activos	17,5%	20,6%	2,8%	4,2%
F.Caja (MM\$)	233.187	242.533	86.238	97.260

Posteriormente se realiza el escenario considerando el precio de compra de electricidad como precio spot (costo marginal), presentándose un aumento en los costos anuales en relación al escenario anteriormente descrito.

TABLA 27. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS MIXTOS VS DIÉSEL (COSTO MARGINAL).

Costo Marginal	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
Inversión (MM\$)	49.022	44.118	72.524	67.620
Costos Anuales (MM\$)	22.701	21.918	26.440	25.657
Ahorros Anuales (MM\$)	26.475	26.475	26.475	26.475

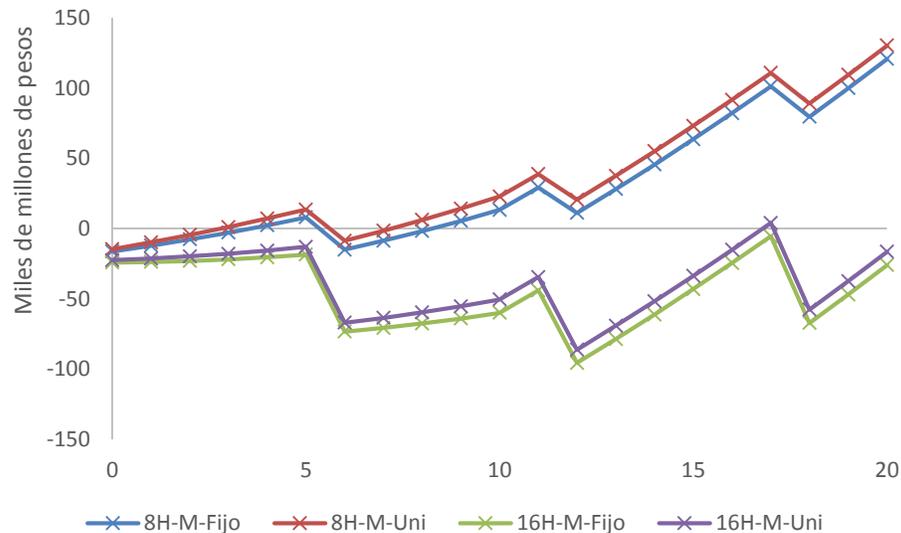


FIGURA 35. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS MIXTOS, COMPARADOS A DIÉSEL (C.MARGINAL)

Con un aumento en el precio de la electricidad se observa un escenario donde la acumulación de 16 horas en baterías no es factible, pero una acumulación de 8 horas de baterías como base de la energía fotovoltaica aún es una alternativa atractiva, pues se presentan altas ganancias (ahorro).

TABLA 28. INDICADORES ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO, COSTO MARGINAL VS DIÉSEL.

Costo Marginal	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
TIR – capital	22,6%	29,0%	Negativo	-2.6%
TIR – activos	8,4%	10,6%	-7,0%	Negativo
F. Caja (MM\$)	120.776	130.296	-26.022	-16.502

Los valores obtenidos de TIR positivos y los altos valores de flujo de caja dan sugerencias de la oportunidad de negocio ofrecido en este tipo de sistemas. Dando a una faena minera la certeza de invertir en este tipo de sistemas para la generación eléctrica y su uso en una planta de electro-obtención.

6.2.3. Red Eléctrica

Al igual que en el caso de diésel se realiza una evaluación fuera de red a precio spot, comparando el sistema fotovoltaico a la red eléctrica, considerando ganancia lo que no se gasta en la red.

TABLA 29. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS FUERA DE RED VS ELECTRICIDAD DE LA RED.

Costo Marginal	1D-Fijo	1D-Uniaxial
Inversión (MM\$)	155.270	159.226
Costos Anuales (MM\$)	25.127	25.757
Ahorros Anuales (MM\$)	18.818	18.818

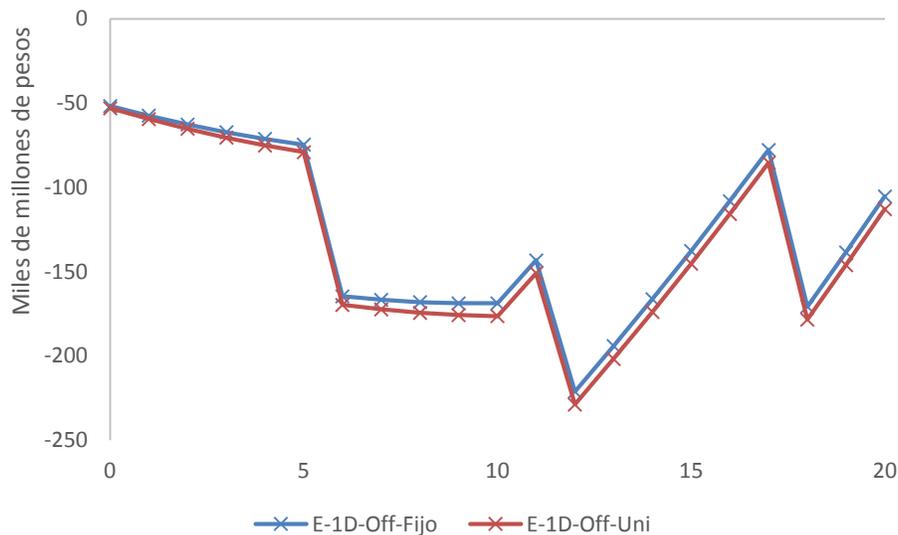


FIGURA 36. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS FUERA DE RED, COMPARADOS A LA RED (C.MARGINAL)

Los costos y la inversión aumentan como es previsible, pero se observa que un proyecto fuera de red con 1 día de acumulación no es viable, y por ende 2 días presentará menor viabilidad, no siendo atractivo invertir en esto.

TABLA 30. INDICADORES ECONÓMICOS FUERA DE RED VS RED.

Costo Marginal	8H-Fijo	8H-Uniaxial
TIR – capital	Negativo	Negativo
TIR – activos	Negativo	Negativo
F.Caja (MM\$)	-105.283	-112.895

Tras esto se procede a realizar la evaluación considerando el sistema mixto, donde presenta la tendencia observada en el caso de diésel, a diferencia de los ahorros anuales que son inferiores.

TABLA 31. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO VS RED.

Precio Medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
Inversión (MM\$)	49.006	43.325	72.555	66.827
Costos Anuales (MM\$)	18.915	18.005	22.650	21.744
Ahorros Anuales (MM\$)	13.988	13.988	13.988	13.988

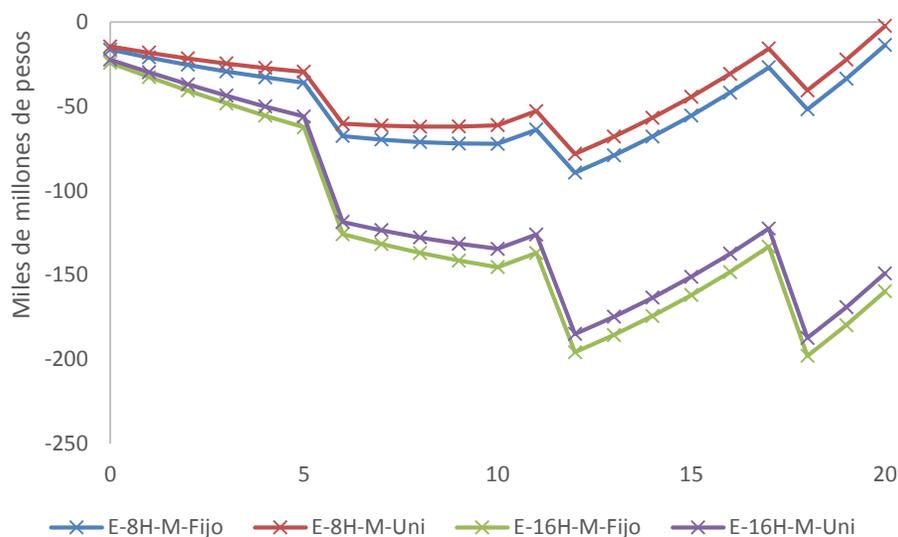


FIGURA 37. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS MIXTOS, COMPARADOS A LA RED (P.MEDIO)

Ante el escenario de precio medio, se observa que el proyecto no se sustenta, puesto que ningún flujo de caja acumulado da valor positivo.

TABLA 32. INDICADORES ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO VS RED (PRECIO MEDIO).

Precio Medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
TIR – capital	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
TIR – activos	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
F.Caja (MM\$)	-13.531	-2.204	-159.667	-149.003

Ante un escenario de precio spot se tiene un aumento de los ahorros anuales como es de suponer, al igual que los costos anuales por el precio de la electricidad consumida.

TABLA 33. RESUMEN COSTOS ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO VS RED (PRECIO MARGINAL).

Costo Marginal	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial	8H-Fijo 3%	8H-Uni. 3%
Inversión (MM\$)	49.006	43.325	72.555	66.827	49.006	43.325
Costos Anuales (MM\$)	22.704	21.791	26.434	25.530	22.704	21.791
Ahorros Anuales (MM\$)	18.818	18.818	18.818	18.818	18.818	18.818

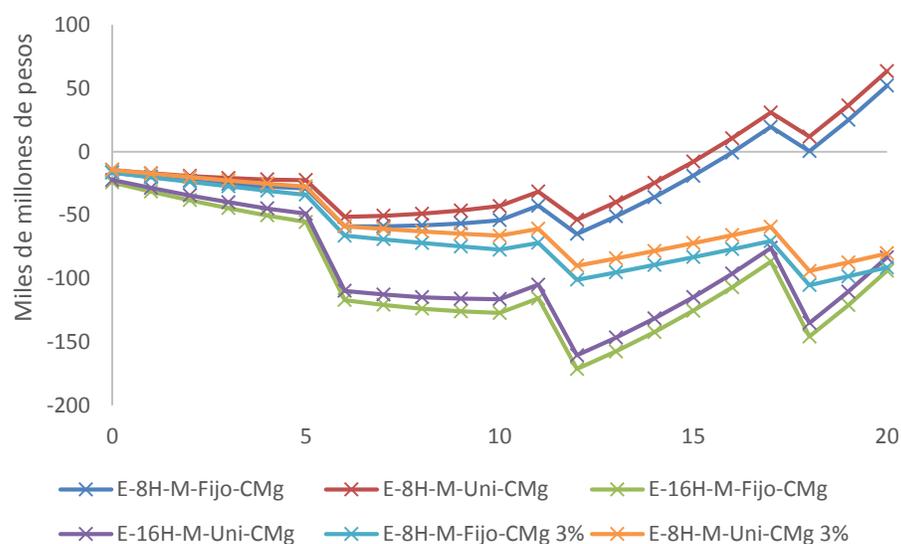


FIGURA 38. FLUJO CAJA PARA PROYECTOS MIXTOS, COMPARADO A LA RED (C.MARGINAL)

Se ve que ante un escenario de 8 horas de acumulación el proyecto presenta un flujo de caja acumulado positivo, que muestran un proyecto con potencial.

TABLA 34. INDICADORES ECONÓMICOS SISTEMA MIXTO, PRECIO MARGINAL VS RED.

Precio Medio	8H-Fijo	8H-Uni.	16H-Fijo	16H-Uni.	8H-Fijo 3%	8H-Uni 3%
TIR – capital	4,9%	6,6%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
TIR – activos	Negativo	2,5%	Negativo	Negativo	Negativo	Negativo
F. Caja (MM\$)	52.072	63.536	-93.801	-83.261	-91.250	-80.088

Se muestra que las baterías tiene un gran impacto en el proyecto, al igual que la tasa en la que se escale la electricidad para proyectarla en el tiempo; siendo poco atrayente desde el punto de vista económico invertir en este tipo de sistema.

6.3. Toma de Decisión

Para la toma de decisiones se tienen tres parámetros que aclararían qué decisión es la genera mayor ganancia: Tasa Interna de retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN) y el índice de rentabilidad (IVAN).

Primero se descarta la posibilidad de utilizar la tasa interna de retorno, puesto que esta sólo tiene sentido cuando se evalúa un proyecto sin financiamiento, y en los casos propuestos esto no se realiza, y no se puede implementar por las altas sumas de dinero que involucran las inversiones en cada tipo de sistema.

Los indicadores VAN e IVAN deben entregar respuestas similares, pero la oportunidad que entrega el IVAN por sobre el VAN es que permite comparar proyectos diferentes en una misma escala, es decir normaliza diferentes proyectos de diferente índole en una escala común para poder decidir en cual invertir.

6.3.1. Conectado a la Red

Entre los proyectos conectados a la red se tiene que el proyecto más rentable es el de generación de 1 día de consumo requerido por la planta, e inyectarlo a la red.

TABLA 35. VAN E IVAN CONECTADO A LA RED.

Tasa 10%	8H-Fijo	8H-Uniaxial	1D-Fijo	1D-Uniaxial
VAN (MM\$)	131.332	137.979	493.084	704.883
IVAN	5,32	5,59	5,97	8,17
Tasa 3%	8H-Fijo	8H-Uniaxial	1D-Fijo	1D-Uniaxial
VAN (MM\$)	54.784	61.328	212.070	322.392
IVAN	2,22	2,49	2,57	3,74

Este tipo de proyectos parece confiable desde el punto de vista de un inversor, puesto que los índices presentados ante los diversos escenarios muestran su competencia.

6.3.2. Diésel

El caso de comparar con la generación con diésel, es un caso extremo donde existe un déficit de electricidad, y en ese tipo de escenarios es conveniente invertir en energía solar para la faena y específicamente para la planta de EW con Sistema Mixto.

TABLA 36. VAN E IVAN SISTEMAS FUERA DE RED Y MIXTO VS DIÉSEL.

Fuera de Red	1D-Fijo	2D-Uniaxial	2D-Fijo	2D-Uniaxial
VAN (MM\$)	-27.836	-33.026	-200.455	-180.148
IVAN	-0,18	-0,21	-1,05	-0,92
Mixto-P.medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
VAN (MM\$)	69.109	75.519	4.553	12.043
IVAN	1,41	1,71	0,06	0,18
Mixto-CMg	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial
VAN (MM\$)	25.407	31.867	-39.107	-32.647
IVAN	0,52	0,72	-0,54	-0,48

Los valores presentados en los casos aislados y mixto carecen de la inversión necesaria para implementar un sistema de generación por diésel para realizar el comparativo, por ende es aún más conveniente invertir en energía solar. Y ante un sistema implementado de diésel carece de sentido cambiar la generación total a energía solar.

6.3.3. Red eléctrica

En el caso de la red eléctrica se tiene que a un precio medio, los proyectos no flotan, aunque los que consideran 8 horas de acumulación en un sistema mixto, están cercanos a flotar, pero para que una faena desarrolle el proyecto no es conveniente.

TABLA 37. VAN E IVAN SISTEMA FUERA DE RED Y MIXTO VS RED ELÉCTRICA.

Fuera de Red	1D-Fijo	2D-Uniaxial				
VAN (MM\$)	-110.256	-115.440				
IVAN	-0,71	-0,73				
Mixto-P.medio	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial		
VAN (MM\$)	-40.399	-32.828	-104.738	-97.343		
IVAN	-0,82	-0,76	-1,44	-1,46		
Mixto-CMg	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo	16H-Uniaxial	8H-Fijo-3%	8H-Uni-3%
VAN (MM\$)	-19.574	-11.959	-83.829	-76.474	-57.045	-49.510
IVAN	-0,39	-0,28	-1,16	-1,14	-1,16	-1,14

Ante un escenario auspicioso de precios eléctricos se tiene que el proyecto con 8 horas de acumulación es el más interesante, pero aún no alcanza a flotar por sí mismo, lo que incurriría en un alto riesgo de inversión.

6.4. Análisis de sensibilidad

Para el análisis de sensibilidad sólo se considera el escenario con un sistema mixto de electricidad de la red; esto es debido a que es el que presenta una mayor confiabilidad técnica y puede ser implementado por una faena minera.

Se considera el escenario más auspicioso del sistema mixto con conexión a la red para ver en qué escenario es viable la inversión.

TABLA 38. SENSIBILIDAD VAN ANTE COSTO ELECTRICIDAD Y COSTO INICIAL.

Valor Presente Neto (VPN) (MM\$)		Costos iniciales (\$MM)				
Costo de combustible - caso base		38.993	41.159	43.325	45.492	47.658
MM\$		-10%	-5%	0%	5%	10%
16.936	-10%	-43.916	-46.755	-49.594	-52.433	-55.273
17.877	-5%	-25.099	-27.938	-30.777	-33.616	-36.455
18.818	0%	-6.281	-9.120	-11.959	-14.798	-17.637
19.759	5%	12.537	9.697	6.859	4.019	1.181
20.700	10%	31355	28.515	25.677	22.837	19.998

Se observa que el costo del combustible, en este caso electricidad, influye de gran alta forma en la viabilidad del proyecto siendo el parámetro que define la viabilidad del proyecto en la actualidad.

Ante un escenario donde los precios de la electricidad sean superiores en un 5% a los considerados en la evaluación, el proyecto se torna interesante para desarrollar por una faena para su implementación, pero la confianza generada por el para los inversores es baja, puesto que depende de un parámetro no proyectable en el tiempo.

TABLA 39. SENSIBILIDAD VAN ANTE COSTO ELECTRICIDAD Y DEUDA.

Valor Presente Neto (VPN) (MM\$)		Duración de deuda (año)		
Costo de combustible - caso base		9	10	11
MM\$		-10%	0%	10%
16.936	-10%	-48.528	-49.595	-50.618
17.877	-5%	-29.710	-30.777	-31800
18.818	0%	-10.892	-11.959	-12.982
19.759	5%	7.926	6.859	5.835
20.700	10%	26.744	25.677	24.653

La deuda presenta como impacto que ante un escenario de prolongarla, es menos rentable realizar el proyecto, lo cual es coherente puesto que el riesgo es de un 20%.

TABLA 40. SENSIBILIDAD DEL VAN ANTE EL DÓLAR.

Sensibilidad	Precio del Dólar [\$]	VPN [MM\$]
-10%	494,51	-\$ 9.463
-5%	521,98	-\$ 10.711
0%	549,45	-\$ 11.959
5%	576,92	-\$ 13.209
10%	604,40	-\$ 14.457
15%	631,87	-\$ 15.705
20%	659,34	-\$ 16.955
25%	686,81	-\$ 18.203
30%	714,29	-\$ 19.452

El dólar presenta un alto impacto en los escenarios, puesto que una variación de un 5% provoca variaciones de 10% promedio en el VAN, y no se observa un valor que pueda generar expectativas para que flote el proyecto.

6.5. Influencia Bono de Carbono

Para el análisis de la influencia del bono de carbono en un proyecto se considera una tasa de descuento social de 6% [29], con una duración de crédito de reducción de GEI de 20 años, y el precio de bono de 5 euros por tonelada, a Abril de 2014.

El proyecto presenta como beneficio social indirecto una reducción de 11.049 [ton_CO₂/año], y con una reducción durante el tiempo de vida del proyecto de 220.976 toneladas de dióxido de carbono.

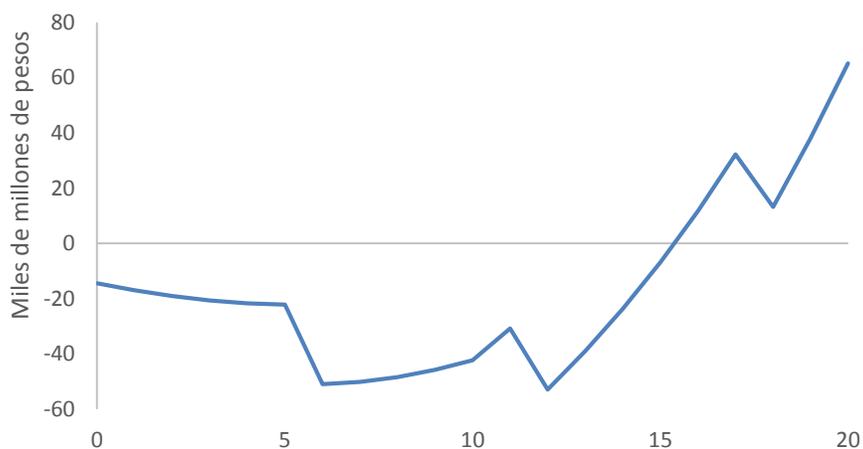


FIGURA 39. FLUJO CAJA PARA PROYECTO CON MDL

TABLA 41. INFLUENCIA MDL.

	Sin MDL	Con MDL
Flujo Caja (MM\$)	63.536	65.199
VAN (MM\$)	-11.959	-11.368

El MDL genera un aumento del 3% del flujo de caja del proyecto y un aumento de un 5% en VAN del proyecto, pero aún el proyecto no es atractivo para la inversión.

6.6. Conclusiones

Todos los proyectos presentan una alta inversión para su desarrollo, el cual es factible de alcanzar sólo por cierto tipo de inversionistas; por ende este tipo de mercado presenta pocas opciones de entrada.

De los resultados se obtiene que los mayores costos son los asociados a la inversión en baterías, por ende el sistema conectado a la red es el que presenta mayor interés a los inversionistas. Si la faena hace uso inmediato de la energía se incurre en la ganancia presentada, debido a que lo ahorrado como consumo es un beneficio directo.

El resultado del sistema conectado a la red también aplica a generadores, los cuales pueden hacer contrato para la venta de esta energía limpia a faenas mineras, las que extraerían desde la red. Se puede generar el caso de que la faena interesada en la cuota de energía limpia sea un inversor en el negocio de generación para así adquirir dicha cuota sin cargo o con un cargo menor al de mercado.

Los sistemas con presencia de seguimiento en general presentan mayores beneficios que aquellos estáticos, puesto que la ganancia energética es mayor ante una menor cantidad de equipos, siendo la ganancia mayor al costo de inversión.

Los sistemas fuera de red y mixtos son proyectos en los que puede invertir una faena para sustentar la necesidad eléctrica de la nave de EW, puesto que serían de autoconsumo. En el caso del sistema fuera de red, es conveniente para la empresa el invertir sólo si se encuentra ante la opción de generar mediante diésel, en este escenario la generación fotovoltaica da las garantías para la inversión.

El caso de sistema mixto es el que busca una faena para implementar en sus procesos, pero al compararlo ante la red no parece factible su realización en la actualidad considerando un escenario de precio marginal y un escalamiento de 10%, para asociarlo a los ahorros. Este sistema depende directamente del comportamiento de mercado de los precios de la electricidad, y como resultado una faena no ve este tipo de proyectos de generación como una opción real para generar electricidad capaz de sustentar el proceso de electroobtención de cobre.

El mecanismo de desarrollo limpio sólo debe aplicarse cuando el proyecto se sustenta por sí mismo, puesto que el beneficio que genera no supera un 5% del caso sin este tipo de medidas. Aunque se debe considerar que el beneficio generado es alto, puesto que disminuye las emisiones de CO₂ en una considerable cantidad anual (11.049 toneladas en el caso seleccionado).

7. CONCLUSIONES GENERALES

El trabajo sugiere el beneficio de la integración de ERNC en los procesos mineros, considerando el beneficio económico. Este se debe a procesos intensivos en consumo eléctrico que puedan ver en fuentes de ERNC una opción para disminuir los costos; y a la vez se incurre en una disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) lo cual beneficia la relación con la comunidad.

De los sistemas estudiados, cabe destacar que todos son factibles de desarrollar para una empresa minera, ya que en todos existirá un consumo inmediato y un consumo posterior a las horas de generación; pero no todos son técnica y/o económicamente viables para el proceso de electroobtención de cobre. Además, en la zona del norte grande de Chile existen condiciones de radiación óptimas para el uso de la tecnología presentada.

Las variaciones en el consumo que pueda presentar una planta de electroobtención pueden ser debido a las concentraciones de las especies presentes en el electrolito; pero deben ser controladas en la nave para asegurar una energía constante, puesto que variaciones provocan disminución de calidad del cátodo y su consecuente rechazo. Cabe destacar que las faenas presentan condiciones de operación similar, y por ende ante un escenario factible económicamente este proyecto podría replicarse con las consecuentes consideraciones técnicas de área y operación.

Técnicamente se evaluó la tecnología para realizar un sistema mixto que permita sustentar el proceso de electroobtención, pero no así un sistema aislado, el cual requiere de un estudio adicional para aplicar un BESS (Battery Energy Storage System) que genere una potencia constante y así no afectar el proceso. La necesidad de inversor se hace imprescindible en todos los casos, pero la cantidad dependerá del arreglo que se decida utilizar.

Al considerar un sistema conectado a la red se tiene un problema similar al de un sistema fuera de red, pero no se pueden corregir los errores de la potencia entregada a la carga, por ende la opción intermedia presenta una alternativa tentadora a desarrollar. Pero si este sistema se considerase para un modelo de negocio de un generador eléctrico es bastante rentable puesto que presenta retorno dentro de los primeros 3 años. Lo anterior representa una buena oportunidad para una faena invertir en esta para asegurar una cuota de electricidad a un precio inferior al de la contratada, o inclusive asegurar una cuota libre de costos.

Otro tipo de problema relacionado a la generación fotovoltaica resulta ser la alta inversión requerida, la cual no puede ser costeadada por cualquier empresa; por ello se hace necesario la búsqueda de financiamiento en inversionistas los cuales deben aceptar un alto riesgo debido a la incertidumbre en la proyección de precios de potencia eléctrica. Sumado a lo anterior, se encuentra la dificultad de préstamos por parte de la banca, puesto que la empresa interesada debe presentar garantías personales para obtener financiamiento.

Se observa que ante el escenario de precios actual no es conveniente para una empresa minera invertir en un sistema mixto, el cual presenta la mayor confiabilidad técnica para sustentar el proceso de electroobtención, debido a que la inversión es demasiado alta y no hay retorno de capital, es más, se observan pérdidas considerando todo el ahorro como un ingreso dentro del flujo de caja.

Los escenarios en los que se presenta una comparación a la generación eléctrica mediante diésel son auspiciosos para los inversores, y este continuaría siendo interesante en el tiempo puesto que la tendencia indica un aumento del precio en el tiempo [30].

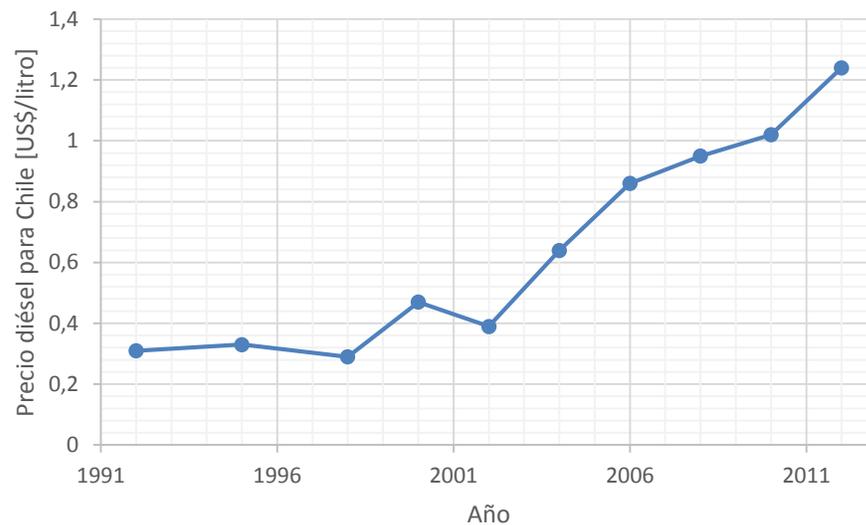


FIGURA 40. VARIACIÓN PRECIO DEL DIÉSEL EN CHILE [30]

En cuanto a la ley existente esta deja fuera a los sistemas fuera de red, puesto que no están afectos a la ley 20.257, y provoca inconvenientes a los generadores aislados. A esto se suma la ausencia de una norma técnica para generadores fotovoltaicos, lo cual resulta necesario para definir los parámetros en los que se desarrollan estos proyectos, además no existe una regulación sectorial especial. Los terrenos asociados a la instalación fotovoltaica son en general de grandes dimensiones, y por ello estos deben ser de propiedad del inversionista o del generador puesto que no existe una reglamentación del uso de suelo para este tipo de instalaciones, además se encuentran problemas por la presencia de concesiones mineras preventivas y las servidumbres, que puede ser salvado si el terreno de instalación es de la faena.

Uno de los puntos no presentados en la memoria es el desarrollo de un sistema buffer en el sistema mixto conectado a la red, esto se debe a que el proyecto con generación de 8 horas de energía no alcanza índices para considerarlo rentable; además se carece de información de la potencia inmediata entregada por el parque fotovoltaico para disminuir y controlar las variaciones de esta.

8. GLOSARIO

Battery energy storage system (BESS): banco de baterías utilizado para almacenar energía y suplir las deficiencias energéticas debidas a las diferencias de consumo y producción. Pero para ello requiere un control y monitoreo precisos del sistema de almacenamiento.

Costo marginal (CMg): es la variación del costo total ante el aumento en una unidad de la producción. Esta determina la cantidad de producción de una empresa y el precio del producto.

Gases de efecto invernadero (GEI): gases cuya presencia en la atmósfera favorecen el efecto invernadero, siendo los más importantes son vapor de agua, dióxido de carbono, metano, clorofluorcarbonos.

Máxima radiación global horizontal: es un valor teórico que se utiliza como indicador de la radiación total disponible para superficies verticales o inclinadas. Es la suma de la radiación directa normal y difusa horizontal.

Mecanismo de desarrollo limpio: acuerdo suscrito en el Protocolo de Kyoto que permite alcanzar las metas de reducción de gases de efecto invernadero.

Operación y mantención (O&M): la operación es la actividad asociada a la ejecución de la instalación y/o equipos de la empresa, y la mantención es la actividad desarrollada para asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones y/o equipos en operación.

Precio medio de mercado (PMM): se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras correspondiente a una ventana de cuatro meses, y se utiliza para indexar el precio nudo.

Punto de máxima potencia: es el punto de funcionamiento para el cual la potencia es máxima, y permite el máximo rendimiento posible del panel.

Radiación global horizontal: es la suma de las radiaciones directa horizontal y difusa horizontal.

Sistema interconectado central (SIC): red que abarca desde la tercera región hasta la décima región. Es el mayor de los sistemas eléctricos en Chile con una capacidad instalada de 67,9%.

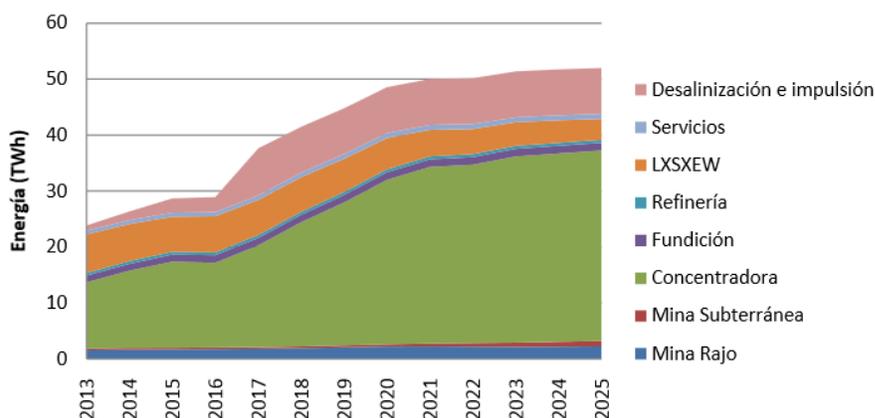
Sistema interconectado del norte grande (SING): red que abarca la primera, segunda y decimoquinta región de Chile, con una capacidad instalada de 26% a nivel nacional.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. COCHILCO. “Proyección del consumo de energía eléctrica de la minería del cobre en Chile al 2025”. 2013.
- [2]. Vargas R., Cristián. “Curso de capacitación: Operación de plantas de plantas de electroobtención”. Capacitación USACH. Santiago, 2006.
- [3]. Alfaro C., Roberto E. “Procesos Electro Obtención de Cobre EW”.
- [4]. Solís S., Alexis y Soto B., Jesús R. “Caracterización y optimización de parámetros de SX/EW para la obtención de cobre electrolítico a nivel laboratorio”. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima, 2012.
- [5]. Kohli, Rajiv y Mittal, K.L. “Development in surface contamination and cleaning: Methods for removal of particle contaminants”. Vol 3, 2011.
- [6]. Explorador de Energía Solar. Página web: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/> Última visita: 25-08-2014.
- [7]. Arivilca, Roberto y Orbegozo, Carlos. “Energía Solar Fotovoltaica: Manual técnico para instalaciones domiciliarias”. Green Energy Consultoría y Servicios SRL. 2010.
- [8]. Barrionuevo, Luis et al. “Implementación de energía fotovoltaica para una vivienda en un sector rural”. Universidad técnica de Cotopaxi. Ecuador, 2013.
- [9]. RETScreen. “Clean energy Project analysis: Photovoltaic Project analysis chapter”. RETScreen engineering & cases textbook.
- [10]. Horikoshi, Iyo. “Análisis de las componentes armónicas de los inversores fotovoltaicos de conexión a red”. Leganés, Septiembre 2009.
- [11]. Naciones Unidas. “Protocolo de Kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático”. Naciones Unidas, 1998.
- [12]. World Bank Group. “State and trends of carbon pricing”. Washington DC, Mayo 2014.
- [13]. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. “Ley 19940: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica la ley general de servicios eléctricos”. Marzo 2004.
- [14]. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. “Ley 20018: Modifica el marco normativo del sector eléctrico”. Mayo 2005.
- [15]. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. “Ley 20257: Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales”. Abril 2008.
- [16]. RETScreen International. Página web: <http://www.retscreen.net/es/home.php> Última visita: 25-08-2014.
- [17]. “Norma técnica que determina algoritmo para la verificación de la contribución solar mínima de los sistemas solares térmicos acogidos a franquicia tributaria de la Ley 20365”.
- [18]. Comunicación personal: Roberto Román.
- [19]. Sunpower. “Catálogo SPR-320E-WHT-D”.
- [20]. CONAMA/GTZ. “Guía técnica sobre manejo de baterías de plomo ácido usadas”. Chile.
- [21]. Li, Xiangjun et al. “Battery energy storage system (BESS)-Based smoothing control of photovoltaic and wind power generations fluctuations”. IEEE transactions on sustainableenergy, vol 4, no 2, Abril 2013.
- [22]. Martínez S., Angela. “Huerta solar fotovoltaica de 1.8MW ubicada en polán, Toledo”. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, Junio 2007.

- [23]. CGE Distribucion. Página web:
<http://www.cgedistribucion.cl/mercadoelectrico/Paginas/LeyGeneraldeServiciosElectricosenChile.aspx> Última visita: 25-08-2014.
- [24]. Global-rates. Página web: <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/indice-de-precios-al-consumo/ipc/chile.aspx> Última visita: 25-08-2014.
- [25]. Miquel D., Pedro. “Curso Planificación de sistemas eléctricos de potencia. Capítulo 3: Planificación de la generación”. Otoño 2014.
- [26]. U.S. Energy Information Administration. “Energy Information Administration, Annual energy Outlook 2010”. December 2009.
- [27]. Servicio de impuestos internos (SII). Página web:
<http://www.sii.cl/pagina/valores/dolar/dolar2014.htm> Última visita: 25-08-2014.
- [28]. Comisión Nacional de Energía. Página web: <http://www.cne.cl/> Última visita: 25-08-2014.
- [29]. División Evaluación Social de Inversiones, Ministerio Desarrollo Social. “Precios Sociales Vigentes”. Diciembre 2012.
- [30]. Banco Mundial. Página web: <http://www.bancomundial.org/> Última vista: 25-11-2014.

10. APÉNDICE



ANEXO 1. PROYECCIÓN CONSUMO MÁXIMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MINERÍA DEL COBRE POR PROCESO

Tecnología	Rendimiento Laboratorio	Rendimiento Serie	Estatus	Comentario
Silicio Monocristalino	24%	13-18%	Producción Industrial	Aplicación de potencia acreditada
Silicio Policristalino	18%	12-16%	Producción Industrial	Aplicación de potencia acreditada
Silicio Amorfo	12%	8%	Producción Industrial	Potencia poco estable
GaAs	25%	17%	Series Reducidas	Sólo en astronáutica
Teluro Cadmio	16%	9%	Producción Piloto	Gran potencial de reducción de costos
CIS	18%	11%	Producción Piloto	Gran potencial de reducción de costos

ANEXO 2. TECNOLOGÍAS CELDAS FV

Electrical Data		
Measured at Standard Test Conditions (STC): Irradiance 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C		
Nominal Power (+5/-3%)	P _{nom}	320 W
Efficiency	η	19.6 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	5.86 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.8 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.24 A
Maximum System Voltage	IEC	1000 V
Temperature Coefficients	Power (P)	-0.38% / K
	Voltage (V _{oc})	-176.6mV / K
	Current (I _{sc})	3.5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Series Fuse Rating		15 A
Limiting Reverse Current (3-strings)	I _r	15.6 A

Electrical Data		
Measured at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m ² , 20° C, wind 1 m/s		
Nominal Power	P _{nom}	238 W
Rated Voltage	V _{mpp}	50.4 V
Rated Current	I _{mpp}	4.72 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	60.7 V
Short Circuit Current	I _{sc}	5.05 A

ANEXO 3. DATOS PANEL SOLAR.

Fuera de Red	Electricidad entregada a la carga [MWh]			
	Mes	1D-Fijo	1D-Uniaxial	2D-Fijo
Enero	10440,5663	10448,8071	10949,4611	11282,3053
Febrero	9372,83187	9372,83187	10134,3003	10201,3821
Marzo	10365,7893	10377,0639	10886,5328	10995,5007
Abril	9888,15995	9927,47016	9903,57322	10044,2644
Mayo	10105,5149	10132,0512	9926,81009	9534,07365
Junio	9717,67507	9719,99972	9856,51154	9634,83112
Julio	10032,2985	10032,5147	10258,6616	10036,1479
Agosto	10112,3555	10139,7078	9955,84099	10134,1084
Setiembre	9862,39407	9894,1267	9931,73935	9976,45453
Octubre	10359,9289	10361,7506	11010,0756	11121,9656
Noviembre	10060,844	10060,844	10856,0593	11070,1849
Diciembre	10426,0462	10426,0462	11370,8161	11534,9383
Anual	120744,405	120893,214	125040,382	125566,157

ANEXO 4. ENERGÍA ENTREGADA A LA CARGA, FUERA DE RED.

Mixto	Electricidad entregada a la carga [MWh]			
	Mes	8H-Fijo	8H-Uniaxial	16H-Fijo
Enero	3656,91357	3854,54791	3656,91357	3854,54791
Febrero	3514,96701	3503,19238	3514,96701	3503,19238
Marzo	3610,27549	3562,68897	3610,27549	3562,68897
Abril	3184,78537	3130,16223	3184,78537	3130,16223
Mayo	3174,52574	2938,67472	3174,52574	2938,67472
Junio	3170,29699	2971,58159	3170,29699	2971,58159
Julio	3309,1572	3095,60762	3309,1572	3095,60762
Agosto	3183,63722	3132,69333	3183,63722	3132,69333
Setiembre	3198,40488	3101,98258	3198,40488	3101,98258
Octubre	3708,4708	3659,45053	3708,4708	3659,45053
Noviembre	3761,18896	4084,71513	3761,18896	4084,71513
Diciembre	4158,83023	4613,87297	4158,83023	4613,87297
Anual	41631,4535	41649,17	41631,4535	41649,17

ANEXO 5. ENERGÍA ENTREGADA A LA CARGA, MIXTO.

Flujos de caja anuales		0%	Flujos de caja anuales		10%	Flujos de caja anuales		3%
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	18818	18818	1	20700	20700	1	19382	19382
2	18818	37636	2	22770	43469	2	19964	39346
3	18818	56453	3	25046	68516	3	20563	59909
4	18818	75271	4	27551	96067	4	21180	81088
5	18818	94089	5	30306	126373	5	21815	102903
6	18818	112907	6	33337	159710	6	22469	125373
7	18818	131724	7	36670	196380	7	23143	148516
8	18818	150542	8	40338	236718	8	23838	172354
9	18818	169360	9	44371	281089	9	24553	196907
10	18818	188178	10	48808	329898	10	25290	222196
11	18818	206996	11	53689	383587	11	26048	248245
12	18818	225813	12	59058	442645	12	26830	275074
13	18818	244631	13	64964	507609	13	27634	302709
14	18818	263449	14	71460	579070	14	28463	331172
15	18818	282267	15	78607	657676	15	29317	360490
16	18818	301084	16	86467	744143	16	30197	390687
17	18818	319902	17	95113	839257	17	31103	421790
18	18818	338720	18	104625	943883	18	32036	453826
19	18818	357538	19	115088	1058971	19	32997	486823
20	18818	376356	20	126597	1185571	20	33987	520810

ANEXO 6. FLUJO CAJA CONSUMO ELÉCTRICO PLANTA EW, ESCENARIOS 0%, 3% Y 10%.

Flujos de caja anuales			1D-Off-Fijo	Flujos de caja anuales			1D-Off-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado		
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$		
0	-51705	-51705	0	-53022	-53022		
1	2129	-49576	1	1499	-51523		
2	2934	-46642	2	2304	-49219		
3	3763	-42879	3	3133	-46086		
4	4617	-38262	4	3987	-42099		
5	5497	-32766	5	4867	-37233		
6	-80787	-113553	6	-81417	-118650		
7	7336	-106217	7	6706	-111944		
8	8297	-97920	8	7667	-104277		
9	9287	-88633	9	8657	-95621		
10	10307	-78327	10	9676	-85944		
11	36060	-42267	11	36059	-49885		
12	-66968	-109235	12	-66969	-116854		
13	38256	-70980	13	38255	-78599		
14	39403	-31576	14	39402	-39197		
15	40585	9009	15	40584	1388		
16	41803	50812	16	41802	43190		
17	43057	93869	17	43056	86246		
18	-79963	13906	18	-79964	6282		
19	45679	59585	19	45678	51960		
20	47049	106634	20	47049	99009		

ANEXO 7. FLUJO CAJA SISTEMA NO CONECTADO A RED, 1 DÍA BATERÍA.

Flujos de caja anuales		2D-Off-Fijo	Flujos de caja anuales		2D-Off-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-70257	-70257	0	-65093	-65093
1	-6750	-77007	1	-4285	-69378
2	-5946	-82953	2	-3480	-72858
3	-5117	-88070	3	-2652	-75509
4	-4264	-92334	4	-1798	-77308
5	-3385	-95719	5	-919	-78227
6	-172441	-268159	6	-169975	-248202
7	-1547	-269706	7	919	-247284
8	-586	-270292	8	1879	-245404
9	403	-269889	9	2869	-242536
10	1422	-268467	10	3888	-238648
11	36038	-232428	11	36036	-202612
12	-165824	-398252	12	-165826	-368438
13	38233	-360019	13	38231	-330207
14	39380	-320639	14	39378	-290830
15	40561	-280078	15	40559	-250271
16	41778	-238300	16	41776	-208495
17	43031	-195269	17	43029	-165466
18	-198002	-393271	18	-198005	-363471
19	45652	-347619	19	45649	-317821
20	47022	-300597	20	47019	-270803

ANEXO 8. FLUJO CAJA SISTEMA NO CONECTADO A RED, 2 DÍAS BATERÍA.

Flujos de caja anuales 8H-M-Fijo			Flujos de caja anuales 8H-M-Uni		
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-16335	-16335	0	-14691	-14691
1	8302	-8033	1	9081	-5610
2	8785	751	2	9564	3954
3	9282	10034	3	10062	14016
4	9795	19829	4	10574	24590
5	10323	30152	5	11102	35692
6	-18196	11955	6	-17418	18274
7	11427	23382	7	12205	30480
8	12004	35386	8	12782	43262
9	12598	47984	9	13376	56638
10	13210	61194	10	13988	70626
11	21645	82839	11	21637	92263
12	-12409	70430	12	-12417	79847
13	22963	93393	13	22955	102802
14	23652	117045	14	23644	126445
15	24361	141407	15	24353	150798
16	25092	166499	16	25084	175882
17	25845	192344	17	25836	201718
18	-14817	177527	18	-14826	186892
19	27419	204946	19	27409	214301
20	28242	233188	20	28232	242533

ANEXO 9. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO, 8 HORAS ACUMULACIÓN Y PRECIO MEDIO VS DIÉSEL.

Flujos de caja anuales		16H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		16H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-24151	-24151	0	-22254	-22254
1	4560	-19591	1	5468	-16785
2	5043	-14548	2	5951	-10834
3	5540	-9008	3	6449	-4385
4	6052	-2956	4	6961	2576
5	6580	3624	5	7489	10065
6	-50002	-46378	6	-49093	-39028
7	7684	-38694	7	8593	-30436
8	8260	-30434	8	9169	-21266
9	8854	-21580	9	9763	-11503
10	9466	-12114	10	10375	-1128
11	21634	9520	11	21637	20509
12	-45928	-36408	12	-45925	-25415
13	22952	-13456	13	22955	-2460
14	23640	10184	14	23644	21183
15	24350	34534	15	24353	45536
16	25080	59614	16	25084	70620
17	25832	85446	17	25836	96456
18	-54840	30606	18	-54837	41619
19	27406	58011	19	27409	69029
20	28228	86239	20	28232	97260

ANEXO 10. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO, 16 HORAS ACUMULACIÓN Y PRECIO MEDIO VS DIÉSEL.

Flujos de caja anuales			Flujos de caja anuales		
8H-M-Fijo			8H-M-Uni		
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-16324	-16324	0	-14691	-14691
1	4121	-12204	1	4904	-9787
2	4478	-7725	2	5262	-4525
3	4847	-2878	3	5630	1105
4	5226	2348	4	6010	7115
5	5617	7965	5	6401	13516
6	-23044	-15079	6	-22260	-8744
7	6434	-8645	7	7218	-1526
8	6861	-1784	8	7645	6119
9	7301	5517	9	8085	14204
10	7754	13271	10	8538	22742
11	16020	29290	11	16024	38766
12	-18203	11087	12	-18199	20567
13	16995	28082	13	17000	37567
14	17505	45587	14	17510	55076
15	18030	63617	15	18035	73111
16	18571	82188	16	18576	91687
17	19128	101317	17	19133	110820
18	-21735	79581	18	-21730	89090
19	20293	99874	19	20298	109389
20	20902	120776	20	20907	130296

ANEXO 11. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO, 8 HORAS ACUMULACIÓN Y COSTO MARGINAL VS DIÉSEL.

Flujos de caja anuales		16H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		16H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	\$	\$	#	\$	\$
0	-24151	-24151	0	-22518	-22518
1	382	-23769	1	1165	-21352
2	739	-23029	2	1523	-19829
3	1108	-21922	3	1891	-17938
4	1487	-20434	4	2271	-15667
5	1878	-18557	5	2662	-13006
6	-54845	-73402	6	-54062	-67067
7	2695	-70707	7	3479	-63588
8	3122	-67585	8	3906	-59682
9	3562	-64023	9	4346	-55337
10	4015	-60009	10	4799	-50537
11	16020	-43989	11	16024	-34514
12	-51711	-95700	12	-51707	-86220
13	16995	-78705	13	17000	-69221
14	17505	-61200	14	17510	-51711
15	18030	-43170	15	18035	-33676
16	18571	-24599	16	18576	-15100
17	19128	-5471	17	19133	4033
18	-61746	-67217	18	-61741	-57708
19	20293	-46924	19	20298	-37409
20	20902	-26022	20	20907	-16502

ANEXO 12. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO, 16 HORAS ACUMULACIÓN Y COSTO MARGINAL VS DIÉSEL.

Flujos de caja anuales		1D-Off-Fijo	Flujos de caja anuales		1D-Off-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-51705	-51705	0	-53022	-53022
1	-5758	-57463	1	-6387	-59410
2	-5189	-62652	2	-5819	-65228
3	-4604	-67256	3	-5233	-70462
4	-4001	-71257	4	-4630	-75092
5	-3380	-74637	5	-4009	-79101
6	-89930	-164567	6	-90559	-169661
7	-2081	-166649	7	-2711	-172372
8	-1403	-168051	8	-2032	-174404
9	-704	-168755	9	-1333	-175737
10	16	-168739	10	-613	-176350
11	25460	-143278	11	25460	-150890
12	-77885	-221163	12	-77885	-228774
13	27011	-194152	13	27011	-201763
14	27821	-166331	14	27821	-173942
15	28656	-137675	15	28656	-145286
16	29516	-108159	16	29516	-115770
17	30401	-77758	17	30401	-85369
18	-92998	-170757	18	-92998	-178368
19	32253	-138504	19	32253	-146115
20	33220	-105284	20	33220	-112895

ANEXO 13. FLUJO CAJA SISTEMA FUERA DE RED VS RED, 1 DÍA BATERÍA.

Flujos de caja anuales		8H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		8H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-16319	-16319	0	-14427	-14427
1	-4630	-20949	1	-3719	-18147
2	-4303	-25252	2	-3391	-21538
3	-3942	-29194	3	-3030	-24568
4	-3546	-32740	4	-2633	-27201
5	-3109	-35849	5	-2195	-29396
6	-31692	-67541	6	-30777	-60173
7	-2099	-69640	7	-1184	-61357
8	-1517	-71157	8	-600	-61957
9	-876	-72034	9	42	-61914
10	-171	-72205	10	749	-61165
11	8402	-63802	11	8420	-52745
12	-25447	-89249	12	-25427	-78172
13	10197	-79052	13	10218	-67954
14	11231	-67821	14	11255	-56698
15	12370	-55451	15	12396	-44302
16	13623	-41828	16	13652	-30650
17	15002	-26826	17	15034	-15616
18	-24918	-51744	18	-24883	-40499
19	18188	-33556	19	18227	-22272
20	20025	-13531	20	20068	-2205

ANEXO 14. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO 8H BATERÍA VS RED (PRECIO MEDIO).

Flujos de caja anuales		16H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		16H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-24161	-24161	0	-22254	-22254
1	-8364	-32525	1	-7458	-29712
2	-8035	-40560	2	-7130	-36842
3	-7673	-48233	3	-6769	-43612
4	-7275	-55508	4	-6372	-49983
5	-6837	-62344	5	-5934	-55918
6	-63480	-125824	6	-62579	-118496
7	-5823	-131647	7	-4923	-123419
8	-5238	-136886	8	-4339	-127758
9	-4595	-141480	9	-3697	-131455
10	-3887	-145367	10	-2990	-134444
11	8436	-136931	11	8420	-126024
12	-58917	-195848	12	-58935	-184959
13	10238	-185610	13	10218	-174741
14	11277	-174333	14	11255	-163486
15	12420	-161913	15	12396	-151089
16	13678	-148235	16	13652	-137437
17	15062	-133173	17	15034	-122403
18	-64862	-198035	18	-64894	-187297
19	18262	-179773	19	18227	-169070
20	20106	-159667	20	20068	-149003

ANEXO 15. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO 16H BATERÍA VS RED (PRECIO MEDIO).

Flujos de caja anuales		8H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		8H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-16319	-16319	0	-14427	-14427
1	-3484	-19804	1	-2571	-16999
2	-3043	-22846	2	-2129	-19128
3	-2556	-25403	3	-1641	-20769
4	-2021	-27424	4	-1105	-21874
5	-1432	-28856	5	-515	-22389
6	-29847	-58703	6	-28928	-51317
7	-70	-58774	7	850	-50467
8	715	-58059	8	1637	-48830
9	1579	-56480	9	2503	-46328
10	2530	-53950	10	3456	-42872
11	11373	-42577	11	11397	-31475
12	-22179	-64755	12	-22152	-53627
13	13792	-50964	13	13821	-39806
14	15186	-35778	14	15218	-24588
15	16720	-19058	15	16755	-7832
16	18408	-650	16	18447	10614
17	20265	19614	17	20308	30922
18	-19129	486	18	-19082	11841
19	24557	25042	19	24609	36449
20	27030	52072	20	27088	63537

ANEXO 16. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO 8H BATERÍA VS RED (COSTO MARGINAL).

Flujos de caja anuales		16H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		16H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-24161	-24161	0	-22254	-22254
1	-7214	-31375	1	-6310	-28564
2	-6770	-38145	2	-5868	-34432
3	-6282	-44426	3	-5380	-39812
4	-5744	-50171	4	-4844	-44656
5	-5153	-55324	5	-4254	-48910
6	-61628	-116951	6	-60730	-109640
7	-3786	-120737	7	-2889	-112529
8	-2997	-123734	8	-2102	-114632
9	-2130	-125864	9	-1236	-115868
10	-1175	-127039	10	-283	-116151
11	11419	-115620	11	11397	-104754
12	-55636	-171256	12	-55660	-160414
13	13847	-157409	13	13821	-146593
14	15247	-142162	14	15218	-131375
15	16787	-125375	15	16755	-114620
16	18482	-106893	16	18447	-96173
17	20347	-86546	17	20308	-75865
18	-59050	-145596	18	-59092	-134957
19	24656	-120940	19	24609	-110349
20	27139	-93801	20	27088	-83261

ANEXO 17. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO 16H BATERÍA VS RED (COSTO MARGINAL).

Flujos de caja anuales		8H-M-Fijo	Flujos de caja anuales		8H-M-Uni
Año	Antes-imp.	Acumulado	Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$	#	MM\$	MM\$
0	-16319	-16319	0	-14427	-14427
1	-3768	-20088	1	-2856	-17283
2	-3648	-23735	2	-2735	-20018
3	-3523	-27258	3	-2610	-22629
4	-3395	-30653	4	-2482	-25110
5	-3263	-33916	5	-2349	-27460
6	-32190	-66106	6	-31276	-58736
7	-2987	-69093	7	-2073	-60809
8	-2842	-71936	8	-1928	-62737
9	-2694	-74629	9	-1779	-64516
10	-2541	-77170	10	-1626	-66141
11	5414	-71757	11	5425	-60716
12	-29127	-100884	12	-29115	-89831
13	5743	-95141	13	5756	-84076
14	5916	-89225	14	5928	-78148
15	6093	-83132	15	6106	-72042
16	6276	-76856	16	6289	-65752
17	6464	-70392	17	6478	-59274
18	-34779	-105171	18	-34765	-94039
19	6858	-98314	19	6872	-87167
20	7063	-91250	20	7079	-80088

ANEXO 18. FLUJO CAJA SISTEMA MIXTO 8H BATERÍA VS RED (COSTO MARGINAL, 3%)

VPN		Costos iniciales (MM\$)				
Operación y Mantenimiento		38993	41159	43325	45492	47658
MM\$		-10%	-5%	0%	5%	10%
132	-10%	-6.123	-8.962	-11.801	-14.640	-17.479
139	-5%	-6.202	-9.041	-11.880	-14.719	-17.558
146	0%	-6.281	-9.120	-11.959	-14.798	-17.637
154	5%	-6.360	-9.199	-12.038	-14.877	-17.716
161	10%	-6.439	-9.278	-12.117	-14.956	-17.795
VPN		Costos iniciales (MM\$)				
Tasa de interés de la deuda		38993	41159	43325	45492	47658
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
18%	-10%	-3.723	-6.420	-9.117	-11.813	-14.510
19%	-5%	-4.994	-7.762	-10.529	-13.297	-16.065
20%	0%	-6.281	-9.120	-11.959	-14.798	-17.637
21%	5%	-7.582	-10.494	-13.405	-16.316	-19.228
22%	10%	-8.897	-11.882	-14.866	-17.851	-20.835
VPN		Duración de deuda (años)				
Operación y Mantenimiento		9	9,5	10	10,5	11
MM\$		-10%	-5%	0%	5%	10%
132	-10%	-10.734	-9.887	-11.801	-11.102	-12.825
139	-5%	-10.813	-9.966	-11.880	-11.181	-12.904
146	0%	-10.892	-10.045	-11.959	-11.260	-12.982
154	5%	-10.971	-10.124	-12.038	-11.339	-13.061
161	10%	-11.050	-10.203	-12.117	-11.418	-13.140
VPN		Duración de deuda (años)				
Tasa de interés de la deuda		9	9,5	10	10,5	11
%		-10%	-5%	0%	5%	10%
18%	-10%	-8.282	-7.408	-9.117	-8.389	-9.918
19%	-5%	-9.579	-8.719	-10.529	-9.816	-11.441
20%	0%	-10.892	-10.045	-11.959	-11.260	-12.982
21%	5%	-12.219	-11.386	-13.405	-12.721	-14.542
22%	10%	-13.560	-12.742	-14.866	-14.197	-16.118

ANEXO 19. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Flujos de caja anuales		MDL
Año	Antes-imp.	Acumulado
#	MM\$	MM\$
0	-14427	-14427
1	-2526	-16954
2	-2081	-19034
3	-1591	-20625
4	-1051	-21676
5	-458	-22134
6	-28868	-51002
7	914	-50088
8	1705	-48383
9	2575	-45808
10	3532	-42276
11	11478	-30798
12	-22066	-52864
13	13912	-38953
14	15314	-23638
15	16857	-6781
16	18555	11774
17	20423	32197
18	-18960	13237
19	24738	37975
20	27224	65199

ANEXO 20. FLUJO CAJA MDL.