



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA DE
VALPARAÍSO



Samuel Elías Carrasco Arancibia

**Diseño y estudio de factibilidad técnica-
económica de planta solar fotovoltaica tipo
netbilling en la Región Metropolitana**

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



**Escuela de Ingeniería Eléctrica
Facultad de Ingeniería**

Valparaíso, 27 de diciembre de 2018



Diseño y estudio de factibilidad técnica-económica de planta solar fotovoltaica tipo netbilling en la Región Metropolitana

Samuel Elías Carrasco Arancibia

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,
aprobada por la comisión de la
Escuela de Ingeniería Eléctrica de la
Facultad de Ingeniería de la
Pontificia Universidad Católica de Valparaíso
conformada por

Sr. Paulino Alonso Rivas

Profesor Guía

Sr. René Sanhueza Robles

Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann

Secretario Académico

Valparaíso, 27 de diciembre de 2018

A mi familia, mi novia y mis amigos, gracias Dios por todos ellos.

Agradecimientos

Ha sido un largo pero gratificante el camino recorrido en esta etapa universitaria, en donde cada paso y etapa lograda fue gracias a la ayuda de Dios, puedo decir sinceramente y con toda certeza que estoy acá gracias a él.

Agradezco también a mis padres Julio Carrasco y Vinka Arancibia por su apoyo incondicional, por cada sacrificio y esfuerzo hecho para mi formación como persona y también como profesional, son mi ejemplo y guía a seguir.

A Natalia, mi novia, compañera y mejor amiga, su apoyo y amor en todo momento han sido un pilar fundamental, es un ejemplo para mí de perseverancia y esfuerzo constante, mi motivación para seguir adelante y siempre dar lo mejor.

A mi familia, especialmente a mis abuelos y tías, siempre estuvieron incondicionalmente, dándome ánimo, motivándome y también formándome.

Quiero agradecer también a los profesores Paulino Alonso y René Sanhueza por confiar en mí durante este trabajo de título, por su excelente disposición y guía durante este proceso, ha sido un privilegio aprender de sus conocimientos y experiencia entregada.

A Patricio Parada y Pablo Orellana de la empresa Quantum Energy, quienes confiaron en mí para la realización de este proyecto, por compartir sus conocimientos y experiencia, además de todo el apoyo y formación brindada con una excelente disposición.

A mis amigos, Memé, Martín y Nini, por su apoyo y amistad, porque los buenos momentos se disfrutaban con los amigos, y en los momentos difíciles siempre han estado allí.

Y por supuesto, a todos mis amigos y compañeros de batalla en la EIE, porque un ingeniero no se forma solo, se forma con sus compañeros, a punta de estudio y camaradería, de esfuerzo, risas y abrazos. Es un privilegio compartir y ser parte de este grupo de ilusos que claramente no sabía en que se metía, pero salimos victoriosos.

Valparaíso, 27 de diciembre de 2018

Samuel Carrasco

Resumen

El presente trabajo trata de la realización de un estudio de factibilidad técnica y económica, además del diseño de ingeniería de una planta solar fotovoltaica, conectada a la red local de distribución en el emplazamiento de una empresa de aproximadamente 2000 metros cuadrados, en la comuna de Providencia, en la Región Metropolitana.

Este trabajo se presenta como proyecto piloto, con el fin de lograr el aprendizaje, experiencia, y obtención de información necesaria para la realización de futuros proyectos fotovoltaicos acogidos a la ley 20.571 en el país.

El informe cuenta con 6 etapas principales en la realización del proyecto, las cuales son la columna vertebral de éste, y sientan las bases para proyectos futuros. En primer lugar se presenta una etapa base, donde se detalla lo que es una planta fotovoltaica, su funcionamiento, tipos, que es lo que se va a realizar y porqué. Luego se presenta una etapa en la cual se estudia el marco regulatorio chileno para saber los límites normativos y legales del proyecto además de la forma de remuneración, para después pasar a la etapa del estudio de factibilidad técnica, en la que se logra conocer las posibilidades técnicas de poner en marcha el proyecto, además de los límites técnicos para su dimensionamiento. Después de las etapas anteriores, conociendo los límites técnicos y normativos se procede al diseño de ingeniería de la planta fotovoltaica, en la cual se diagnostica la situación técnica, se prueban las configuraciones posibles de la planta y se define la mejor solución para obtener el máximo provecho del recurso solar. Con lo anterior realizado se presenta un estudio de factibilidad económica, el cual muestra los beneficios económicos del proyecto además de un análisis de sensibilidad donde se muestran los distintos escenarios posibles en los cuales el proyecto varía sus parámetros económicos.

Además, con la premisa de que es un proyecto piloto, se entrega una etapa extra a las principales, en la cual se realiza un estudio del recurso solar a lo largo de las comunas del país, como también de las tarifas de inyección de energía por parte de las empresas distribuidoras, para así tener un mapa que muestre los potenciales lugares donde se maximice el beneficio de realizar un proyecto de Netbilling.

Palabras claves: energía solar, netbilling, generación distribuida, proyecto fotovoltaico.

Abstract

The present document details the realization of a technical and economic feasibility study, in addition to the engineering design of a photovoltaic solar plant, connected to the local distribution grid on the site of a company of approximately 2000 square meters, in the municipality of Providencia, in the Metropolitan Region.

This work is presented as a pilot project, in order to achieve learning, experience and obtain the necessary information for the realization of future photovoltaic projects under law 20,571 in the country.

This report has 6 main stages in the realization of the project, which are its column, and lay the foundations for future projects. In the first place a basic stage is presented, where it is detailed what is a photovoltaic plant, its operation, types, what is going to be done and why. Then there is a stage in which the Chilean regulatory framework is studied to know the legal and regulatory limits of the project as well as the form of remuneration, to then move on to the technical feasibility study, in which it is possible to know the technical possibilities of starting up the project, in addition to the technical limits for its sizing. After the previous stages, knowing the technical and regulatory limits, the engineering design of the photovoltaic plant is carried out, in which the technical situation is diagnosed, the possible configurations of the plant are tested and the best solution is defined to obtain the maximum benefit from the solar resource. With the above, an economic feasibility study is presented, which shows the economic benefits of the project, as well as a sensitivity analysis in which the different possible scenarios in which the project varies its economic parameters are detailed.

In addition, with the premise that it is a pilot project, an extra stage is developed, in which a study of the solar resource in the cities of the country is carried out, as well as the feed-in tariffs by the distribution companies, in order to have a map that shows the potential places where the benefit of developing a Netbilling project is maximized.

Key words: solar energy, netbilling, distributed generation, photovoltaic project.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivos Generales	2
Objetivos Específicos	2
1 Aspectos generales.....	4
1.1 Energía solar	4
1.2 Conformación de una planta fotovoltaica	5
1.2.1 Paneles fotovoltaicos.....	5
1.2.2 Inversores	6
1.2.3 Medidor bidireccional.....	7
1.2.4 Protecciones.....	7
1.2.5 Baterías	7
1.2.6 Regulador de carga	7
1.2.7 Conductores.....	7
1.2.8 Estructuras de soporte	8
1.3 Clasificación de una planta fotovoltaica.....	8
1.3.1 Clasificación por configuración	8
1.3.2 Clasificación por niveles de potencia	10
1.4 Valorización de la energía	12
2 Marco regulatorio	13
2.1 Análisis de la ley 20.571	13
2.2 Análisis de las modificaciones propuestas a la ley 20.571	15
2.3 Escenario con modificaciones propuestas	16
2.4 Modificaciones aprobadas a la ley 20.571.....	17
2.5 Escenario con modificaciones aprobadas	18
2.6 Reglamento.....	18
2.7 Instrucción técnica	22
2.7.1 Disposiciones Generales:.....	22
2.7.2 Condiciones de la Instalación	22
2.7.3 Estructura.....	23
2.7.4 Otros	23

2.7.5 Entregables.....	24
3 Recurso solar y tarificación en Chile	25
3.1 Estudio de la tarificación.....	25
3.1.1 Resultados	27
3.2 Estudio del recurso solar en Chile	28
3.3 Resultados estudio de tarificación y recurso solar.....	30
4 Factibilidad técnica	33
4.1 Emplazamiento	33
4.2 Levantamiento estructural.....	34
4.3 Levantamiento Eléctrico	37
4.3.1 Consideraciones del levantamiento eléctrico.....	37
5 Diseño	39
5.1 Diseño estructural.....	39
5.2 Dimensionamiento eléctrico general.....	40
5.3 Configuración en subsistemas.....	42
5.3.1 Subsistemas	44
5.4 Circuito general y protecciones	49
5.4.1 Dimensionamiento de conductores	49
5.4.2 Protecciones.....	51
5.5 Simulación del sistema.....	52
5.5.1 Resultados por subsistema	52
5.5.2 Resultados del sistema general	55
5.5.3 Comparación de resultados	56
6 Factibilidad económica.....	58
6.1 Costos preliminares	58
6.2 Modelo económico	61
6.2.1 Ecuaciones	61
6.3 Selección de la mejor opción.	64
6.3.1 Criterios a considerar	64
6.3.2 Opciones consideradas	64
6.3.3 Evaluación económica.....	65
6.4 Análisis de sensibilidad	67
6.4.1 Sensibilidad respecto al precio de la energía	67
6.4.2 Sensibilidad respecto a la inversión inicial	68
Sensibilidad respecto al ahorro por potencia	68
7 Proyecto a realizar	69
Discusión y conclusiones.....	72
Bibliografía	75

Introducción

En los últimos años la matriz energética de nuestro país ha sufrido cambios sustanciales en cuanto a las tecnologías de generación, con el avance en energías renovables y su consecuente disminución de costos se ha logrado una gran penetración de sistemas ERNC en el sistema eléctrico chileno, siendo la energía solar una de las principales [1] .

Actualmente el cambio climático causado por la sobre utilización de combustibles fósiles ha puesto el desafío mundial de cambiar el camino, seguir la senda en la cual la energía que utilizamos provenga de fuentes naturales renovables, las cuales tengan un mínimo impacto ambiental, y nuestro país con la política energética instaurada [2], ha logrado que las ERNC ingresen al sistema eléctrico de forma integral, desde grandes centrales, pequeños y medianos medios de generación, hasta la generación distribuida, es por eso que en los últimos 5 años, desde la puesta en marcha de la ley 20.571 ha surgido el nicho del “Netbilling” en Chile, donde ahora los consumidores, hogares, pymes, industrias, empresas etc., las cuales están conectadas a la red de distribución pueden actuar como “Prosumers”, es decir, productores y consumidores a la vez, de energía eléctrica.

Por lo anterior, en la actualidad hemos visto iniciativas del gobierno que apoyan estos sistemas, como Techos Solares Públicos [3], programa en el cual edificios de administración pública se acogen a la ley de netbilling, en lugares que antes no se hubiera pensado, en medio de ciudades como Santiago u otras más al sur, siendo la Casa de la Moneda el ejemplo más claro de ello.

El sector privado no ha hecho caso omiso a estas iniciativas, y viendo las oportunidades que existen del autoabastecimiento energético, considerando además el valor agregado de la venta de esta energía a la red, también ha visto la oportunidad de entrar a este nicho sustentable, teniendo la ventaja de espacios ociosos en sus dependencias, con potencial de captar la energía del sol para su utilización, ya que son sistemas “pasivos”, es decir funcionan de forma autónoma sin interferir en las actividades principales de las empresas, requiriendo mantención mínima.

Sin embargo aún estamos en los primeros años de la explosión de las energías renovables en el país, las leyes y normativas que rigen su utilización y conexión a los sistemas eléctricos públicos sufren constantes revisiones y modificaciones con el fin de una mejor adaptación de los usuarios y sistemas al rápido cambio que ha significado para la matriz energética y mercado eléctrico en general.

Debido a lo anterior, y por lo que significa para el sector privado y público realizar inversiones significativas en proyectos de esta índole se hace necesario realizar constantes evaluaciones y revisiones a los cambios legislativos y normativos ya que afectan directamente a las proyecciones económicas de los proyectos en cuestión para que estos sean rentables y atractivos de realizar, brindando beneficios no solamente energéticos y ambientales, sino que también económicos para lograr ser sostenibles.

En Chile es de común saber el gran potencial solar que existe en el territorio nacional, especialmente en el norte del país, donde se cuenta con el desierto más seco del mundo, el cual cuenta con altísimos niveles de radiación solar, por lo que en este se han realizado muchos proyectos de generación eléctrica del tipo solar fotovoltaica, pero el resto del país generalmente pasa desapercibido para este tipo de proyectos, considerando que el centro sur cuenta con niveles de radiación más altos que Alemania [4] , país líder y pionero en utilización de energía solar fotovoltaica [5].

Tomando en cuenta lo anterior se hace necesario conocer las ventajas del recurso solar presente en todo el territorio nacional, el cual puede ser transformado en energía eléctrica, pero para ello y como forma de valorizar el recurso para proyectos acogidos a la ley 20.571 es posible conocer mediante documentos públicos, como lo son las tarifas reguladas, la capacidad potencial de los distintos lugares y zonas del país, para dar a conocer y fomentar la utilización de energía solar de forma amplia en el país, de forma que su utilización no esté focalizada en ciertos lugares solamente por la alta presencia del recurso, sino que esté generalizada y sean conocidas además las distintas valorizaciones del recurso a lo largo del país.

Cuando una persona u organización, considera lo mencionado previamente, y decide realizar e invertir en un proyecto de esta índole se hace necesario pasar por varias etapas, las cuales parten por una idea general, la cual va tomando forma y ve modificaciones conforme se avanza en el proyecto con el fin de sacar el máximo provecho a la inversión a realizar. Es por ello que un proyecto cuenta con etapas previas, como el estudio de pre factibilidad técnica, que permite conocer los límites técnicos, para luego diseñar el proyecto y finalmente estudiar el apartado económico y sus posibles escenarios, lo que permite conocer los beneficios que se obtienen y tomar una decisión acertada respecto a la realización del proyecto.

Objetivos Generales

- Realizar un estudio de factibilidad técnica-económica de un proyecto de generación fotovoltaica acogida a la ley 20.571 de netbilling.

Objetivos Específicos

- Analizar el marco regulatorio chileno y sus modificaciones vigentes con respecto a la ejecución de un proyecto solar fotovoltaico conectado a la red de distribución local.

- Determinar cuantitativa y económicamente con respecto a la tarificación y potencial solar el emplazamiento geográfico para la instalación del proyecto solar.
- Realizar un estudio de factibilidad técnica para la construcción de la planta, respecto a aspectos eléctricos y constructivos de la locación como de la red local de distribución.
- Diseñar la ingeniería conceptual del proyecto fotovoltaico que permita maximizar las variables de interés con relación al recurso obtenido.
- Realizar un estudio de factibilidad económica para la construcción de la planta, considerando la tecnología a usar, las condiciones técnicas existentes, la normativa y los aspectos respecto a la tarificación energética.

1 Aspectos generales

Este capítulo tiene por finalidad sentar las bases de la realización del proyecto, partiendo por una descripción de lo que es una planta fotovoltaica, los tipos que existen y sus componentes, además de sus distintas clasificaciones según la norma chilena respecto a sus niveles de potencia. Todo esto con la finalidad de conocer que es lo que se realiza desde el punto de vista eléctrico y en qué escenario desde el punto de vista normativo.

1.1 Energía solar

La energía solar, es un tipo de energía que se obtiene del aprovechamiento de la radiación electromagnética emitida por el sol y que incide en la tierra. Es un tipo de energía renovable, la cual desde el punto de vista eléctrico es aprovechada de dos formas distintas

La primera forma de aprovechar la energía solar es en forma de calor, el cual es re direccionado y concentrado mediante espejos para su transformación en energía mecánica y luego en eléctrica en plantas Termosolares.

La segunda forma es mediante paneles fotovoltaicos, los cuales captan la radiación y la transforman directamente en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico, como se muestra en la Figura 1-1.

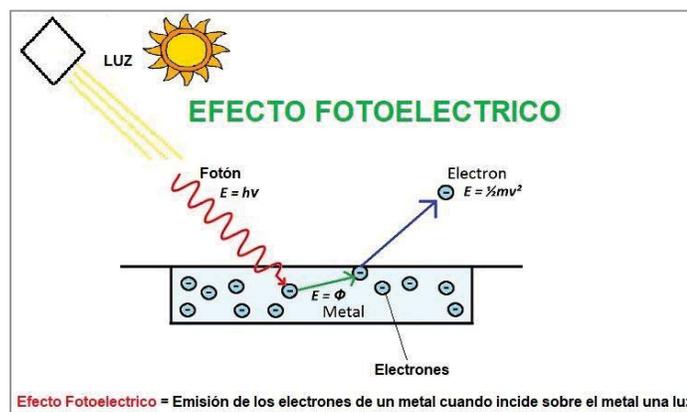


Figura 1-1 Efecto fotoeléctrico (Fuente: <http://www.areatecnologia.com>)

1.2 Conformación de una planta fotovoltaica

Una planta Fotovoltaica es un sistema de generación de energía eléctrica, el cual toma un recurso energético, en este caso la energía solar, y la transforma en energía eléctrica de forma controlada y bajo ciertos parámetros definidos para su correcto uso en los distintos consumos a los cuales puede ser requerida, como un hogar, industria, automóvil, etc.

Para lo anterior mencionado, una planta fotovoltaica consta de distintos elementos y dispositivos que permiten su funcionamiento y permiten la producción de energía eléctrica.

1.2.1 Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son el corazón de cualquier planta fotovoltaica, estos dispositivos son los cuales transforman la energía proveniente del sol, en energía eléctrica en forma de corriente continua. Son placas rectangulares compuestas por un número determinado de células fotovoltaicas interconectadas.

Las células fotovoltaicas son pequeñas placas compuestas de materiales semiconductores, que mediante el efecto fotoeléctrico captan los fotones de la luz solar y emiten electrones, los cuales son capturados, resultando una corriente eléctrica.

El principal material utilizado en la fabricación es el silicio el cual es cristalizado para su utilización en las células, las cuales se dividen en tres principales familias, las cuales se explican a continuación y se muestran en la Figura 1-2.

- Capa fina:
 - Fabricado en silicio amorfo
 - Tasa de eficiencia entre 7% y 13%
 - Mayor vida útil.
 - Mayor tolerancia a altas temperaturas.
 - Mayor rendimiento medio anual en zonas de alta radiación y temperatura.
 - Costo menor entre las tres familias.
- Silicio Policristalino:
 - Conformado por varios cristales de silicio individuales.
 - Fabricado con silicio de pureza intermedia.
 - Tasa de eficiencia entre 13% y 17%
 - Precio intermedio
 - Tipo con mayor utilización
- Silicio Mono cristalino.
 - Fabricado en silicio de alta pureza
 - Compuesto por un único cristal
 - Tasa de eficiencia cercana al 21%
 - Mayor vida útil

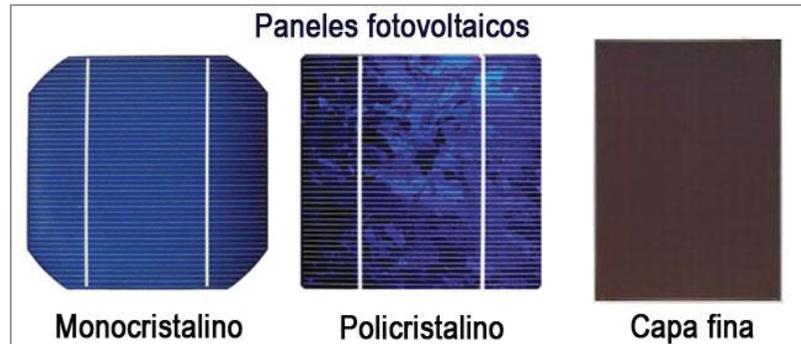


Figura 1-2 Tipos de paneles fotovoltaicos (Fuente: <http://www.energiasrenovablesinfo.com>)

1.2.2 Inversores

Los inversores corresponden al segundo elemento principal de una planta fotovoltaica, son convertidores electrónicos, que reciben la energía eléctrica a la salida de los paneles, la cual viene en forma de corriente continua y es transformada mediante el circuito de electrónica de potencia, en corriente alterna, cuya amplitud y frecuencia es definida y controlada para su uso en los consumos.

Para su funcionamiento los inversores utilizan MPPT, o seguidor de punto de máxima potencia por sus siglas en inglés. Estos dispositivos permiten al inversor trabajar siempre en el punto de operación que maximice su potencia de salida, a pesar de las variaciones de voltaje y tensión de entrada.

Los inversores se pueden clasificar de dos formas, la primera por sus fases de salida, monofásicos y trifásicos. La otra forma es por su tipo de conexión, On Grid, Off Grid y Microinversores, como se puede ver en la Figura 1-3.

Los inversores actuales tienen una eficiencia cercana al 97%, además la mayoría incluye conexión a internet y los fabricantes entregan la posibilidad de realizar monitoreo en línea de la producción de energía, lo que permite conocer en tiempo real la producción, realizar mantenimientos preventivos, limpiezas programadas y conocer posibles fallas del sistema.



Figura 1-3 Inversores (Fuente: <https://www.sma.de>)

1.2.3 Medidor bidireccional

En una planta fotovoltaica, muchas veces es necesario tomar y registrar mediciones de la energía que se produce, y en los sistemas On-Grid es necesario medir además la energía que se produce y se inyecta a la red como la energía que es recibida desde la red. Para este propósito se usan medidores bidireccionales que registran estos datos, y se ubican en el punto de conexión entre la planta fotovoltaica y la red externa.

1.2.4 Protecciones

Son los dispositivos encargados de evitar daños a los equipos del sistema como a las personas, por causa de alguna falla eléctrica.

- Relé de potencia inversa: En el caso de existir generadores de respaldo, se debe conectar a la entrada de estos, para evitar que el sistema les entregue energía y funcionen como carga.
- Protección Anti-Isla: Esta no permite al sistema funcionar ante la caída de la red externa, ya que en el caso de reparaciones de la red, los trabajadores podrían inesperadamente encontrarse con cables cargados cuando se esperaría que no haya tensión en la línea.
- Diodos Bypass: Diodos de protección ubicados en los paneles fotovoltaicos, estos evitan que circule corriente por paneles o células sombreadas o dañadas, evitando que funcionen como carga.
- Diodos de bloqueo: Diodos que impiden a la corriente circular en dirección opuesta a los paneles, así se evita que baterías entreguen su carga a los paneles.
- Otras protecciones generales: Disyuntores, Protección diferencial.

1.2.5 Baterías

Las baterías son dispositivos que permiten almacenar la energía producida por los paneles fotovoltaicos, lo que permite su uso posterior al momento en que se genera la energía. Son esenciales en sistemas Off Grid, y opcionales en sistemas On Grid.

1.2.6 Regulador de carga

Los de carga son dispositivos encargados de controlar constantemente el estado de carga de las baterías así como de regular la intensidad de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías. Controla la entrada de corriente proveniente del panel fotovoltaico y evita que se produzcan sobrecargas y descargas profundas en la batería.

1.2.7 Conductores

Un elemento esencial de cualquier sistema eléctrico son los conductores. El cableado del sistema es el que transporta la electricidad desde la generación a los consumos y en un sistema de generación es de suma importancia su buena selección ya que se deben mantener las pérdidas al mínimo.

En un sistema fotovoltaico se usan dos tipos de conductores, uno para la red de corriente alterna, que esta desde la salida de los inversores hasta el punto de conexión, y otro (cable solar) para la red de corriente continua que esta desde los paneles fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores.

1.2.8 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte son soluciones especializadas para montar y orientar los paneles sobre las estructuras en las cuales irán instalados, como en la Figura 1-4, de acuerdo al diseño de ingeniería entregado.

Las estructuras de soporte deben cumplir con la normativa empleada en el país de utilización, que permita la total seguridad de la fijación de los paneles ante variaciones climáticas y sísmicas, además de estar conectados a tierra común.



Figura 1-4 Estructura de soporte (Fuente: www.puntosolar.cl)

1.3 Clasificación de una planta fotovoltaica

El concepto de generación fotovoltaica, engloba a varios tipos de plantas generadoras, cuyo principio de funcionamiento y generación es el mismo, pero pueden ser diferenciadas técnicamente por su configuración principal, como normativamente por sus niveles de potencia y/o ubicación dentro de un sistema eléctrico de potencia.

1.3.1 Clasificación por configuración

Off Grid

En sus orígenes los sistemas fotovoltaicos fueron pensados para funcionar off grid, o desconectados de la red, por las necesidades de utilizar la energía eléctrica en lugares que era imposible o muy costoso llegar con las redes eléctricas, como sectores rurales o muy aislados, estaciones espaciales, embarcaciones, antenas etc.

Un sistema off grid, está aislado de la red eléctrica, y tiene dependencia total de su autogeneración, su funcionamiento depende de la generación de electricidad mediante los paneles fotovoltaicos y el almacenamiento de la energía en batería, ya que el recurso no está disponible en todo tiempo, o los consumos pueden ser en distintos momentos a la generación.

Estos sistemas, por sus inherentes limitaciones de recurso, generalmente son híbridos, contando con generadores diésel o a gasolina de respaldo, como también con sistemas eólicos que lo acompañan, como se ve en la Figura 1-5.

Están compuestos principalmente por: Paneles Fotovoltaicos, reguladores de carga, baterías, inversores

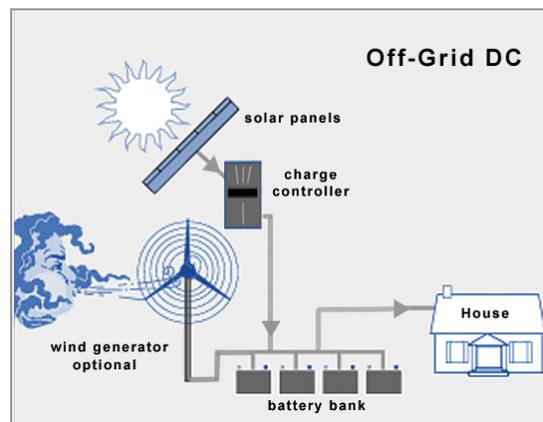


Figura 1-5 Sistema off grid (Fuente: <https://www.wholesalesolar.com/>)

On Grid

Los sistemas on grid o conectados a la red, son los más comunes en la actualidad, existen desde pequeños sistemas hogareños, pasando por sistemas industriales hasta grandes centrales de decenas de mega watts de potencia.

Son sistemas que funcionan conectados y sincronizados con la red externa. La energía que producen puede ser consumida por cargas propias y también inyectada en la red para el consumo externo.

En los últimos años y gracias a la caída sostenida de los precios de paneles fotovoltaicos, se ha vuelto muy rentable este tipo de sistemas, lo cual ha causado una alta penetración de energías renovables del tipo solar fotovoltaica en las redes tanto a nivel de transmisión como de distribución.

Los sistemas on grid, como se ve en la Figura 1-6 están compuestos principalmente por paneles fotovoltaicos, inversores y medidor bidireccional además de forma opcional pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía como baterías.

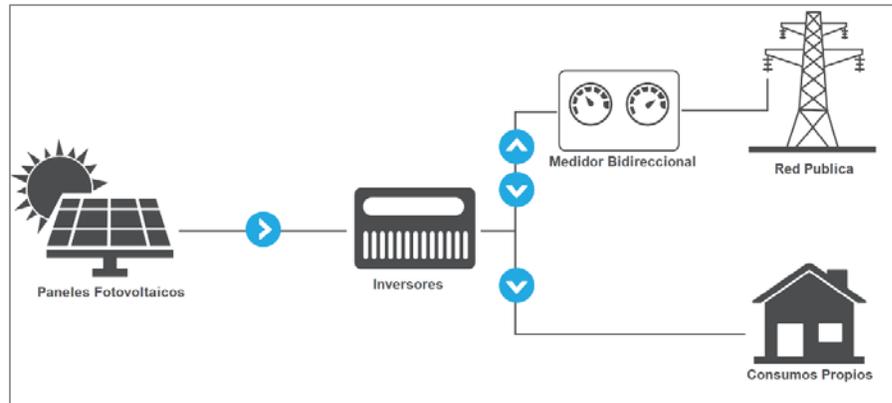


Figura 1-6 Sistema on grid (Fuente: <http://www.acemco.com.lb>)

1.3.2 Clasificación por niveles de potencia

Además de la clasificación por sus tipos de configuración, las plantas fotovoltaicas conectadas a la red se pueden clasificar de forma normativa por sus niveles de potencia.

Grandes centrales

Las grandes centrales, son plantas fotovoltaicas, a gran escala, generalmente desde decenas hasta cientos de mega watts de potencia instalada. En Chile se encuentran conectadas al sistema eléctrico nacional a través de líneas de transmisión, en donde inyectan su energía.

Son coordinadas por un operador central CEN, el cual es el ente encargado de despacharlas cuando es necesario, es decir, controla el momento y la cantidad de energía que es inyectada y vendida.

Los productos que venden son energía y potencia los cuales se valorizan a distintos precios según el mercado en el que esté inserto, sin embargo su producto principal es la energía la cual es valorizada y vendida en los siguientes mercados

- Mercado Spot: Mercado en el cual todas las generadoras están insertas, el precio de energía es valorizado al costo marginal del momento en que se realiza la inyección, es el mercado más riesgoso debido a las altas variaciones en los precios, ya que estos fluctúan dependiendo de los costos variables de las distintas centrales que operan con diferentes tecnologías.
- Mercado de Contratos: este mercado está dividido en dos
 - PPA: Contrato directo con clientes libres, donde el precio de la energía es acordado por ambas partes.

- Licitaciones Reguladas: Contrato con empresas distribuidoras, en los cuales las distintas generadoras ofertan sus precios a distintos bloques de energía, estos precios están estabilizados.

PMG y PMGD

Los PMG (Pequeños medios de generación) y PMGD (Pequeños medios de generación distribuida), son centrales de generación menores a 9MW de potencia instalada, los cuales tienen como producto, energía y potencia. Ambos al igual que las grandes centrales pueden participar de los mercados Spot y de contratos, además de tener entrada a régimen de precio estabilizado (Precio nudo de energía de Corto Plazo), debiendo permanecer en el régimen, al menos durante 4 años.

Las diferencias que encontramos entre una central PMG y otra PMGD son las siguientes:

- PMG: Está conectada a la red de transmisión, y sujeta a la coordinación del CEN, pero puede optar a auto despacho si se trata de ERNC.
- PMGD: No está sujeta a coordinación, funciona con auto despacho. Está conectada al sistema de distribución.

Netbilling o Generación distribuida

Son pequeñas centrales conectadas a la red de distribución, con potencia instalada igual o menor a 100[kW] (300[kW] según nuevas modificaciones a la ley). Son consumidores de la red los cuales pueden generar su propia energía e inyectar sus excedentes de esta a la red.

A diferencia de las centrales mayores, su único producto es la energía, estas pequeñas centrales no están sujetas a despacho o coordinación, toda su generación es auto consumida o inyectada a la red, véase Figura 1-7, esto quiere decir que se cuenta con demanda infinita de su producto. Funcionan de forma autónoma, es decir para su correcta operación no requiere un equipo de ingeniería o control, solo es necesario realizar las mantenciones y limpiezas preventivas para su buen funcionamiento.



Figura 1-7 Funcionamiento netbilling. (Fuente: www.sec.cl)

1.4 Valorización de la energía

Actualmente dentro de los mercados disponibles para una central eléctrica de generación, existen tres valorizaciones principales de la energía producida, valores los cuales son de vital importancia al decidir en qué mercado se insertara la central de generación, y saber el riesgo asociado de cada tipo de precios.

En el mercado spot, se puede acceder al costo marginal de la energía, el que corresponde al costo variable de la última central despachada en cierto nudo del sistema eléctrico.

En el mercado de los contratos se puede convenir un precio con algún cliente libre, u ofrecer algún precio dentro de las licitaciones reguladas.

Los PMG y PMGD pueden acceder a régimen estabilizado, valorizando su energía a Precio Nudo Corto plazo, que dicta la Comisión nacional de energía cada seis meses.

En Netbilling se accede al precio de energía que las distribuidoras traspasan a sus clientes regulados (precio nudo). La componente del precio nudo al cual acceden los clientes regulados se determina a través del promedio ponderado por volumen de suministro de los precios vigentes en los contratos de compra que tiene cada empresa distribuidora.

El siguiente grafico de la Figura 1-8 muestra la evolución de los distintos precios de energía en los últimos años, donde se puede notar que el precio al cual se valoriza la energía en Netbilling (rojo) presenta una variación notablemente menor a los otros, como el costo marginal lo que disminuye el riesgo ante variaciones en el precio de la energía.

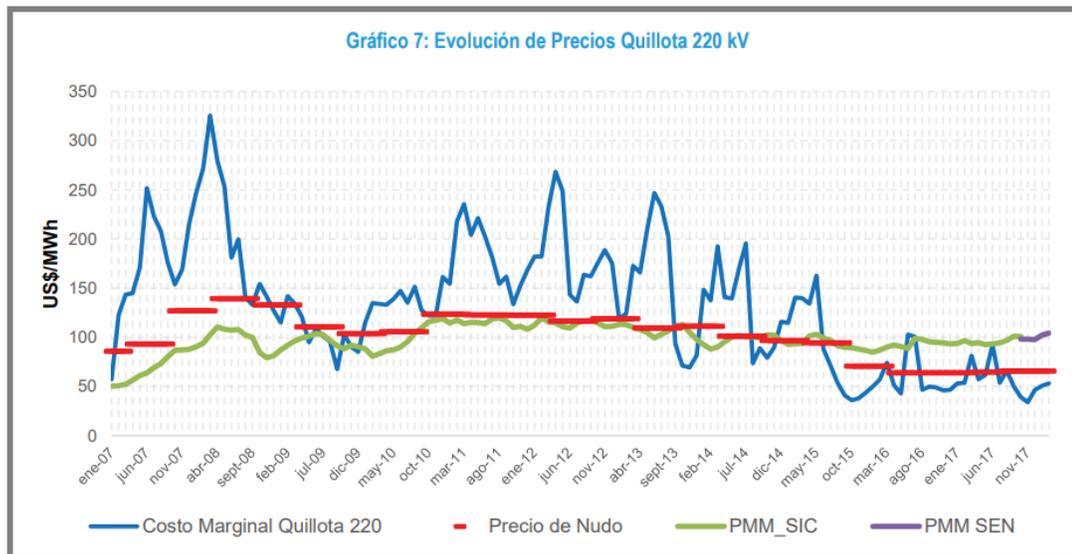


Figura 1-8 Evolución de precios de la energía (Fuente: www.acera.cl)

2 Marco regulatorio

Este capítulo entrega las respuestas a dos interrogativas fundamentales para la realización del proyecto: ¿Qué es lo que la ley y normativa permite realizar? y ¿Cuáles son las bases legales para la remuneración del proyecto?

Para responder estas interrogantes, se realiza un estudio al D.F.L Núm. 4, o “Ley General de Servicios Eléctricos”, que llamaremos por su abreviatura “L.G.S.E” [6]. Específicamente se estudia el artículo 149, el cual corresponde a la Ley 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales [7]. Para ello se analiza la ley y sus incisos principales.

En el estudio de esta ley se incluyen las modificaciones propuestas y aprobadas en el año 2018 por el congreso nacional, ya que condicionan directamente la factibilidad y viabilidad económica del proyecto actual, de otros proyectos de la misma índole a nivel nacional, y de los que vengan a futuro. Además se realiza un estudio al instructivo técnico y reglamento correspondiente, lo cual permite conocer los límites y requerimientos tanto técnicos como normativos que se deben cumplir.

2.1 Análisis de la ley 20.571

En Chile, para ingresar al sistema eléctrico con un proyecto de generación de energía eléctrica, es necesario atenerse a las leyes y normativas vigentes, la ley que regula el sistema eléctrico es la L.G.S.E y debido a la naturaleza de la locación y especificaciones del proyecto, se conectará a la red de distribución local.

Debido a esto, dentro de la L.G.S.E, se encuentra el artículo 149, el cual corresponde a la Ley 20.571.

El artículo 149 bis inciso 1, establece lo siguiente:

“Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes”

Con lo establecido por este inciso de la ley, el proyecto entra en esta categoría, ya que es parte de los clientes regulados, y se contara con un medio de generación E.R.N.C. que pueda inyectar sus excedentes a la red de distribución local.

Además el tercer inciso de este artículo, entrega, para la correcta aplicación de la ley en la práctica, un reglamento por medio del cual deben registrarse todos los actores involucrados en los proyectos, tanto el cliente regulado como la compañía distribuidora además de la capacidad instalada permitida del medio de generación. Este reglamento se conoce como el “Decreto 71” [8], como se cita a continuación en el siguiente extracto:

“Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas...”, “... y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.”

En el cuarto inciso de la ley, se encuentra el primer límite importante que se impone al medio de generación, este debe tener como máximo una capacidad instalada de 100 kilowatts, por lo tanto cualquier proyecto que se acoja a esta ley solo puede llegar a dicho límite, como se cita a continuación:

“La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts”.

Los incisos anteriormente citados entregan la forma de clasificar si un proyecto entra o no en esta ley, además de limitar su capacidad. En los incisos siguientes se encuentran las bases legales para la remuneración del proyecto, como se establece en el inciso 6:

“Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados...”

De este inciso se concluye, que la valorización de la energía inyectada a la red de distribución es la misma por la cual el cliente paga por sus consumos, es decir, la valorización de la energía consumida e inyectada es igual, independiente de la tarifa a la cual este acogido el cliente.

El inciso 7 y 8 entregan la forma en que las inyecciones de energía serán retribuidas al cliente, además de las menciones necesarias a realizar en el contrato entre la distribuidora y el cliente. De esto se destaca el principal punto en el siguiente extracto:

“Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes...”.

Luego en el artículo 149 ter, se indica el siguiente ítem de importancia para la realización del proyecto, el cual es el pago de los excedentes, es decir, lo que sucederá con la energía excedentaria que el cliente, después del término del periodo del contrato, mantenga a su haber. Esto es mostrado a continuación en la cita del primer inciso del artículo:

“Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.”

Esto quiere decir que todos los excedentes de energía que genere el proyecto, serán valorizados y pagados al cliente, lo que permite al proyecto tener libertad en capacidad instalada, hasta 100 kilowatts, independientemente del consumo realizado, ya que toda la energía generada es valorizada y remunerada al cliente, en forma de ahorro en su consumo de energía, y el excedentario en forma monetaria, lo que constituye ingresos por la totalidad de energía generada.

Los incisos siguientes entregan instrucciones menores que para el caso del proyecto en cuestión no entregan relevancia para un análisis mayor.

2.2 Análisis de las modificaciones propuestas a la ley 20.571

En el inicio del año 2018, se ha ingresado en el parlamento un proyecto de ley [9], el cual modifica la actual ley 20.571 y ha sido aprobado en unanimidad en primer trámite constitucional. Estas modificaciones afectan directamente en el enfoque del proyecto y los límites de capacidad instalada.

Para efectos de este trabajo, las modificaciones exactas a la ley se muestran en el trabajo realizado en el Apéndice B las cuales se explicaran en este capítulo.

El Ministerio de Energía oficialmente ha entregado los objetivos [10] de los cambios planteados en este proyecto de ley:

a) Subir el límite de capacidad instalada de los generadores desde 100 kW a 300 kW, para apoyar el desarrollo de proyectos de autoconsumo mayores, que benefician principalmente a actividades productivas.

b) Reforzar que la Ley tiene por objetivo el fomento al autoconsumo y no la comercialización de la energía, la que tiene otro marco regulatorio (PMGD). Para ello se establece que los excedentes que, eventualmente, después de un tiempo prolongado, por ejemplo uno o más años, no pudiesen descontarse de la cuenta de electricidad del establecimiento en el que está instalado el sistema de generación, puedan descontarse de cuentas de suministro eléctrico de otros establecimientos del mismo propietario (mismo RUT) y para la misma empresa distribuidora.

Estas modificaciones, eliminan y/o modifican directamente la forma de remunerar y de dimensionar el proyecto.

El aumentar la capacidad instalada de 300 kilowatts permitiría al proyecto aumentar su envergadura, pero la otra modificación ingresada, elimina el pago de excedentes, lo que limita solo a la capacidad de consumo del cliente, es decir, se puede realizar un proyecto solo para cubrir el autoconsumo, hasta 300 kilowatts.

En estas modificaciones se elimina el pago de excedentes, y a su vez se entrega la posibilidad de si el cliente tiene más de un establecimiento con el mismo RUT, dentro de la concesión de la misma empresa distribuidora, es posible traspasar estos excedentes para cubrir esos consumos.

Siendo estos los cambios propuestos en la ley, se reflejan en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1 Modificaciones propuestas a la ley 20.571

Ley 20.571	Ley Actual	Ley con cambios propuestos
Límite de Capacidad Instalada	100 kilowatts	300 kilowatts
Destino de excedentes	Pagados al cliente	Si el cliente tiene otra propiedad con mismo RUT, conectada a la misma distribuidora, se utilizan para descontar en esos consumos de energía.
Pago de excedentes	Al finalizar periodo contractual	Eliminado
Excedentes de clientes con una propiedad	Pagados al cliente	Perdidos al término del periodo contractual.
Objetivo	Generación Distribuida	Generación para autoconsumo

2.3 Escenario con modificaciones propuestas

Con el previo estudio de la ley 20.571 y sus modificaciones, se hace necesario definir el escenario en el que se debe actuar para definir las limitaciones y el dimensionamiento del proyecto desde el punto de vista legal.

Debido a que las modificaciones están en trámite, y no han llegado a su aprobación final, y en los últimos meses ha habido distintas posturas [11] respecto a las controversiales modificaciones de parte del ministerio, las empresas distribuidoras, gremios de E.R.N.C. se tiene una incertidumbre respecto al dimensionamiento de la capacidad a instalar del proyecto, por lo que se tienen los siguientes escenarios en el corto plazo:

- Las modificaciones no son aprobadas: En este caso, se tendrá pago de excedentes y se optará por diseñar el proyecto hasta los 100 kilowatts de potencia a instalar, con este dimensionamiento se realizará el diseño y el estudio de factibilidad técnica y económica.

- Las modificaciones son aprobadas: Frente a este escenario se deberá hacer un estudio del consumo promedio del cliente para limitar el proyecto para el autoconsumo, y/o obtener la información respecto a si el cliente cuenta con otras propiedades dentro de la misma concesión de la distribuidora a las cuales se pueda redirigir el ahorro de energía por la generación del sistema y se realiza
- La incertidumbre respecto al cambio en la ley se mantiene: Este el peor escenario debido al alto riesgo que conlleva realizar un proyecto con incertidumbre respecto a su remuneración. Por ello, frente a esto se realizará el diseño limitado a la capacidad necesaria solo para cubrir el autoconsumo, y con ello se realizara el estudio de factibilidad técnica-económica.

2.4 Modificaciones aprobadas a la ley 20.571

Durante el periodo final de la realización de este trabajo de título, en octubre del año 2018, en el parlamento de Chile, fueron aprobadas modificaciones a la ley 20.571, por lo que es necesario tomar en consideración estos cambios, ya que son definitivos y afectan directamente a la realización del proyecto.

Las modificaciones fueron resumidas por la Asociación Chilena de Energía Solar ACESOL y publicadas en su página web en agosto del año 2018 [12], y luego aprobadas por el parlamento en el mes de octubre [9].

Las modificaciones más importantes, las cuales afectan directamente al proyecto en realización, son las siguientes:

Potencia instalada

Se limita a 300[kW] máximo.

Excedentes

Los excedentes de energía serán descontados de las cuentas del suministro eléctrico siguientes a los periodos donde fueron generados, sin aun después de esto, quedan excedentes sin ser descontados, podrán ser pagados en los siguientes casos:

- Si los excedentes provienen de un equipo de generación asociado a un cliente residencial con potencia conectada de hasta 20[kW].
- Si los excedentes provienen de un equipo de generación asociado a personas jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada de hasta 50[kW].
- También se pagaran excedentes que provienen de un equipo de generación asociado a un cliente con potencia conectada de hasta 300[kW] siempre que este pueda demostrar que el sistema esta dimensionado para cubrir su propio consumo de energía eléctrica. La forma en que se puede demostrar esto se presentara en un reglamento que deberá estar operativo 8 meses después de la promulgación de la ley.

La boleta de suministro eléctrico puede llegar a cero.

El pago de las inyecciones podrá descontar, no solo la energía, sino también los otros cargos asociados y fijos, lo que permite que la cuenta del suministro eléctrico llegue a cero.

Pago de cuentas de otras propiedades.

Si el equipo de generación presenta excedentes, estos se podrán utilizar para descontarse del pago del suministro de energía eléctrica de otras propiedades del mismo cliente, siempre que tenga el mismo RUT y esté asociado a la misma empresa distribuidora.

2.5 Escenario con modificaciones aprobadas

Con la aprobación y cambio definitivo de la ley a la que se acoge el proyecto, es necesario definir un nuevo escenario ya que originalmente el proyecto está pensado para una capacidad instalada de 100[kW], el cual corresponde al máximo permitido por la ley en su forma antigua, por lo tanto en consideración de las modificaciones aprobadas, proyecto se modificará para cumplir lo siguiente

La capacidad instalada se dimensionará de tal forma que el proyecto sea para el autoconsumo, es decir, su capacidad será la suficiente para cubrir con la energía eléctrica correspondiente a un año de consumo eléctrico de las instalaciones del cliente, contando el empalme al cual se conectará, además de otros empalmes que sean propiedad del cliente y correspondan a la misma empresa distribuidora.

Este cambio en el enfoque del proyecto es necesario con tal de adecuar el proyecto a la nueva ley y no sobredimensionar el sistema.

2.6 Reglamento

Para la correcta conexión y remuneración del sistema, se tiene el reglamento de la ley 20.571 al cual es necesario atenerse y cumplir los requisitos solicitados en este. El reglamento es el Decreto 71, norma aprobada por el Ministerio de Energía.

El reglamento se resume en el siguiente diagrama de flujo, Figura 2-1 proporcionado por la Superintendencia de electricidad y combustibles [13] :

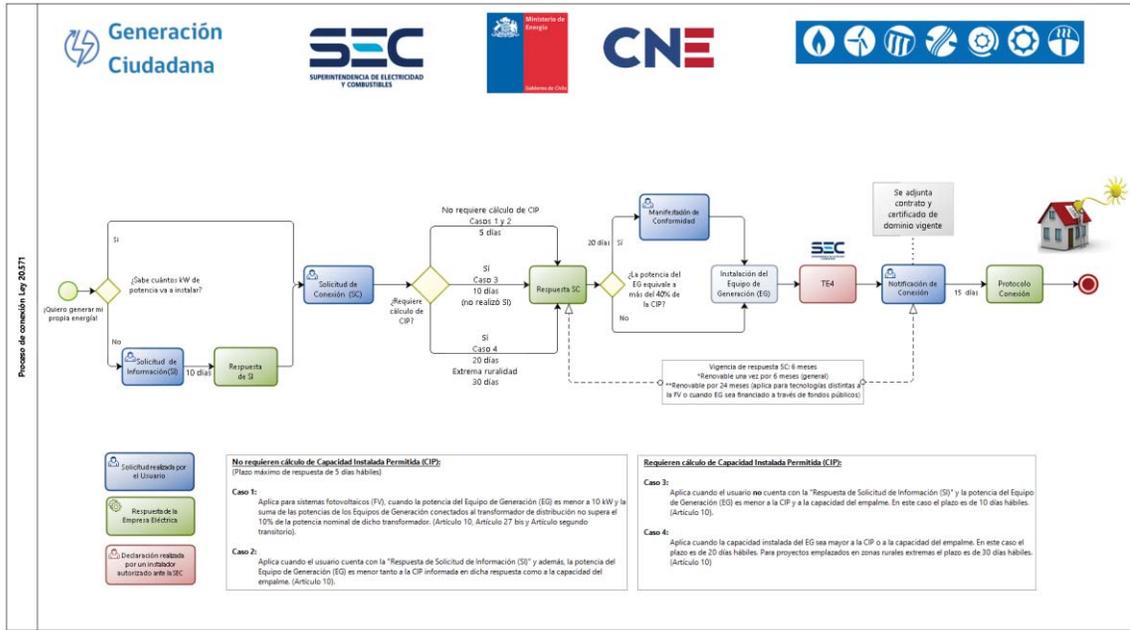


Figura 2-1 Diagrama de conexión (Fuente: www.sec.cl)

Del diagrama de conexión mostrado se tiene lo siguiente en la Figura 2-2:

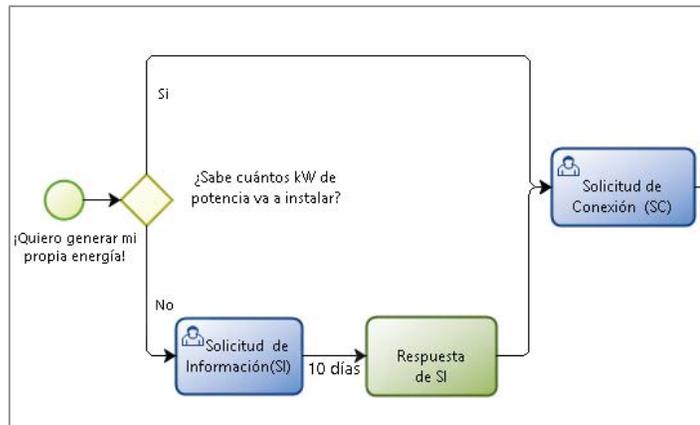


Figura 2-2 Diagrama de conexión, etapa 1 (Fuente: www.sec.cl)

Para iniciar el proceso de conexión se puede realizar la Solicitud de Información (SI), esta entrega la información de las condiciones en el punto de conexión y la Capacidad Instalada Permitida (CIP) en el caso de no conocerla. Este procedimiento no es obligatorio pero entrega esta información útil para el dimensionamiento del sistema.

Luego en segundo paso es necesario enviar una Solicitud de Conexión (SC) a la empresa distribuidora con los antecedentes del equipo de generación a conectar, sus características y capacidad a instalar.

Luego de enviar la SC es necesario esperar distintos plazos según los siguientes casos mostrados en la Figura 2-3:

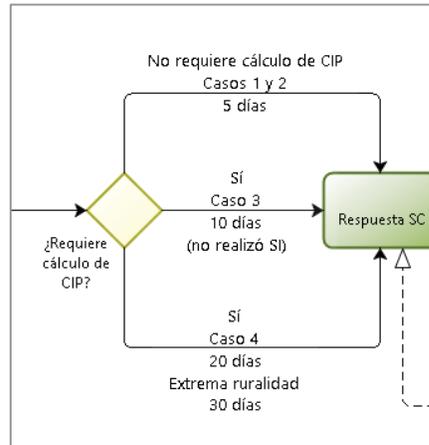


Figura 2-3 Diagrama de conexión, etapa 2 (Fuente: www.sec.cl)

Los plazos según los distintos casos son los siguientes:

No requieren cálculo de CIP (plazo máximo de respuesta 5 días hábiles):

- Caso 1: Aplica para sistemas fotovoltaicos, cuando la potencia del equipo de generación es menor a 10 kilowatts y la suma de las potencias de los equipos de generación conectados al transformador de distribución no supera el 10% de la capacidad nominal de dicho transformador.
- Caso 2: Aplica cuando el usuario cuenta con la Respuesta a la Solicitud de Información y además, la potencia del equipo de generación es menor tanto a la CIP informada en dicha respuesta como a la capacidad del empalme.

Requieren cálculo de CIP:

- Caso 3: Aplica cuando el usuario no cuenta con la Respuesta a la Solicitud de Información y la potencia del equipo de generación es menor a la CIP y a la capacidad del empalme, en este caso el plazo es de 10 días hábiles
- Caso 4: Aplica cuando la capacidad instalada del equipo de generación sea mayor a la CIP o a la capacidad del empalme. En este caso el plazo es de 20 días hábiles. Para proyectos emplazados en zonas rurales extremas el plazo es de 30 días hábiles.

La respuesta a la Solicitud de Conexión por parte de la empresa distribuidora contiene la siguiente información (Artículo 10 DS-71 [8]):

- La ubicación geográfica del punto de conexión del Equipamiento de Generación a su red de distribución eléctrica, de acuerdo al número de Usuario o Cliente Final
- La propiedad y capacidad del empalme asociado al Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.

- La capacidad instalada permitida para conectar en el punto de conexión solicitado.
- Las condiciones de conexión bajo las cuales se autoriza la capacidad a conectar antes mencionadas, tales como cambio de empalme u Obras Adicionales necesarias para la conexión del Equipamiento de Generación, si se requiriesen, junto con su valoración, plazo de ejecución y modalidad de pago
- El modelo de contrato de conexión que deberá firmarse una vez presentada la Notificación de Conexión
- El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión del Equipamiento de Generación.

Luego como se ve en la Figura 2-4, si la potencia del equipo de generación equivale a más del 40% de la CIP, se debe realizar una Manifestación de Conformidad (Artículo 12):

En el caso de ser menor al 40% de la CIP y al finalizar la instalación del equipo de generación el Cliente debe hacer una declaración de la puesta en servicio a través del Formulario TE4 ante la SEC, completado por instaladores autorizados clase A o B

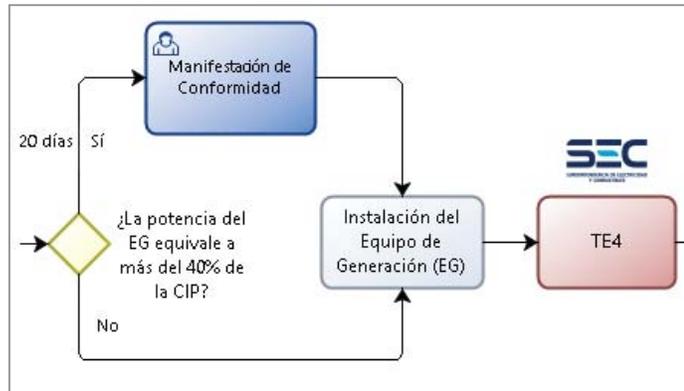


Figura 2-4 Diagrama de conexión, etapa 3 (Fuente: www.sec.cl)

Luego el último procedimiento se explica en la Figura 2-5:

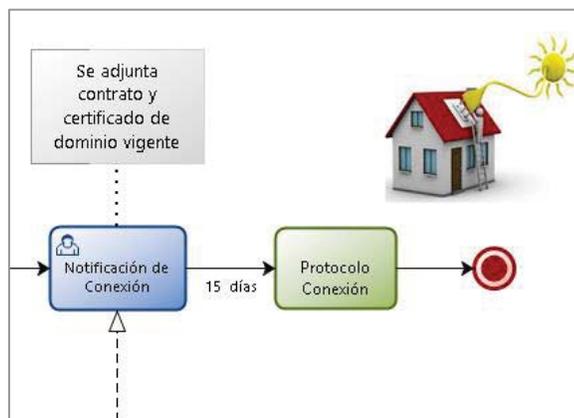


Figura 2-5 Diagrama de conexión, etapa 4 (Fuente: www.sec.cl)

Con el formulario TE4 aceptado, se debe presentar la NC, esto tiene un plazo de 6 meses y puede prorrogarse por 6 más ante eventualidades en la construcción del sistema en forma justificada.

Luego de la notificación de conexión y una vez firmado el contrato, la distribuidora conectará o supervisará la conexión del equipamiento, según la fecha acordada en el contrato, la cual no podrá ser superior a 15 días hábiles respecto de la suscripción del mismo. La conexión o supervisión se realizará en función de lo indicado en el protocolo respectivo.

2.7 Instrucción técnica

Dentro del marco regulatorio existe la ley 20.571, el decreto 71 el cual es el reglamento de la ley y además es necesario adecuar al proyecto para seguir la “Instrucción Técnica RGR N°2/2017” [14], la cual define los requisitos de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red. Esta norma es entregada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos del capítulo se abordaran los elementos más relevantes de la instrucción técnica respecto a los requisitos principales y necesarios para dimensionar el sistema, sin perjuicio a que el proyecto se debe atener completamente al instructivo técnico, lo cual se abordará en específico en el proceso de ingeniería de detalles del proyecto.

2.7.1 Disposiciones Generales:

Respecto a los paneles e inversores: ambos equipos deben estar correctamente certificados para su uso en Chile por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC.

La tensión máxima de la unidad de generación fotovoltaica en lado de corriente continua CC, no deberá ser superior a 1kV.

Solo se permitirá que el sistema de generación fotovoltaica funcione en paralelo con un grupo electrógeno o que se conecten a una misma barra cuando se cumplan cualquiera de las siguientes condiciones:

- Cuando el grupo electrógeno cuente con una protección de potencia inversa.
- Se demuestre técnicamente que la operación en paralelo de estas unidades de generación es compatible ante cualquier circunstancia y cuando el fabricante del grupo electrógeno lo especifique.
- El sistema fotovoltaico cuente con un sistema de bloqueo que impida que ambas unidades funcionen en paralelo.

2.7.2 Condiciones de la Instalación

La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.

Para la instalación, limpieza y mantenimiento del sistema fotovoltaico en techumbres, se deberá contar con el espacio físico para poder colocar o apoyar una escalera que permita un acceso seguro. Se debe considerar que los paneles fotovoltaicos y su estructura en ningún caso deberán sobresalir del perímetro del techo.

Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no puestos a tierra, de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string como medio de desconexión, el medio que incluye el equipo inversor para estos fines.

2.7.3 Estructura

La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve y sísmicos.

Las estructuras sobre techo cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea igual o superior a 30kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en las normas NCh 433 o NCh 2369, según corresponda. No obstante, si el peso total de la unidad de generación fotovoltaica, incluido inversor(es) y medidas de seguridad, es mayor o igual al 10% del peso sísmico original de la estructura principal, se deberá presentar una memoria de cálculo de las estructuras, independiente de la capacidad instalada.

La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a la tierra de protección.

Los proyectos en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 10 kW e inferior a 30kW deberán tener la infraestructura de acceso y cuerda de vida para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.

Los proyectos en techumbre cuya potencia instalada sea mayor o igual a 30 kW deberán tener la infraestructura de acceso, pasillo técnico, cuerda de vida y vía de tránsito necesaria para permitir la mantención de la instalación fotovoltaica.

2.7.4 Otros

Protecciones:

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución, estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador, de manera que no perturben el correcto

funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio.

Puesta a Tierra:

Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte, pasillos técnicos y las carcasas de los equipos.

2.7.5 Entregables

Para efectos del procedimiento de conexión, se deben entregar y validar los siguientes documentos respecto al proyecto, según su nivel de capacidad instalada:

Proyectos iguales o mayores a 10 kW y menores a 30 kW para instalaciones fotovoltaicas.

- Memoria explicativa
- Planos
- Informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial.
- Informe de imágenes en formato Word o PDF que muestre la instalación ejecutada.
- Check list de autoevaluación realizado por el instalador.
- Informe de operación de la unidad generadora y declaración del propietario.

Proyectos iguales o mayores a 30kW y menores o iguales a 100kW para instalaciones fotovoltaicas.

- Memoria explicativa.
- Memoria de cálculos de estructura, sólo para aquellas instalaciones sobre la techumbre. (Las exigencias normativas de esta memoria están contenidas en la instrucción técnica RGR N° 02 o las disposiciones que la reemplacen).
- Planos.
- Informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial.
- Check list de autoevaluación realizado por el instalador.
- Informe de imágenes en formato Word o PDF que muestre la instalación ejecutada.
- Informe de operación de la unidad generadora y declaración del propietario.

3 Recurso solar y tarificación en Chile

El presente capítulo responde a tres principales cuestionamientos dentro de este trabajo, el primero es, ¿Cómo es la tarificación por inyección de energía en las comunas de Chile?, el siguiente cuestionamiento es, ¿Cómo es el recurso solar presente en las comunas de Chile?, y por último ¿Cuáles son las potenciales locaciones para la realización de proyectos de generación fotovoltaica en netbilling que entreguen mejor remuneración?

Para lo anterior se realiza un estudio respecto a la tarificación de la inyección de energía en redes de distribución, acogida a la ley 20.571 de netbilling, para cada una de las comunas del territorio nacional, además se entrega un estudio del recurso solar presente en Chile para realizar una comparación del precio de inyección comparado con el recurso solar, y así tener un catastro de la potencial remuneración por energía anual para los proyectos de esta índole, permitiendo así, ubicar potenciales locaciones de proyectos más rentables.

3.1 Estudio de la tarificación

Para la realización de este estudio, en primer lugar se presenta un catastro de las empresas distribuidoras que tienen las distintas concesiones en el territorio nacional, para ello, la SEC, mediante su sistema de información geográfica SEC-GIS, entrega un mapa interactivo, el cual informa los territorios de las concesiones de distribución y su correspondiente empresa distribuidora, como se puede ver en la Figura 3-1.

Precios para Valorización de Inyecciones de Energía			
Para efectos de la valorización de las inyecciones de energía indicadas en el artículo 149 bis del DFL No 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, valores que no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (I.V.A.). Asimismo, de conformidad a lo establecido en el artículo 149 quinquies, estos valores no se encuentran afectos a IVA, con las excepciones establecidas en ese mismo artículo.			
PRECIOS DE ENERGÍA	julio-18	Comuna Curicó - Molina - Romeral	Comuna Teno
Para clientes en opciones tarifarias BT	(\$/kWh)	66,92	62,94
Para clientes en opciones tarifarias AT	(\$/kWh)	62,62	58,89
Valores No Incluyen IVA			

Figura 3-2 Valorización de inyecciones (Fuente: www.cecltda.cl)

3.1.1 Resultados

Del estudio de tarificación se obtuvieron los siguientes resultados:

Tarifa más alta de inyección

- Inyección en BT: \$74,587 [CLP/kWh]
- Inyección en AT: \$69,805[CLP/kWh]

Las comunas correspondientes son:

-La Serena; Coquimbo; Andacollo; Vicuña; Illapel; Salamanca; Combarbalá; Monte Patria; Río Hurtado; La Ligua; Cabildo; Papudo; Petorca; Zapallar.

Todas pertenecen a la zona de concesión de la empresa distribuidora CONAFE.

Promedio de tarifas de inyeccion

- Inyección en BT: \$66,4[CLP/kwh]
- Inyección en AT: \$62,1[CLP/kwh]

Tarifa más baja de inyección

- Inyección en BT: \$42,34 [CLP/kWh]
- Inyección en AT: \$39,6 [CLP/kWh]

Esta tarifa corresponde a la comuna de Tocopilla, de la distribuidora ELECDA (CGE)

A continuación, en el gráfico de la Figura 3-3 se presenta la curva del comportamiento de las tarifas de inyección en el territorio nacional para baja tensión en distribución, para alta tensión, la curva se comporta de forma similar pero de orden menor.

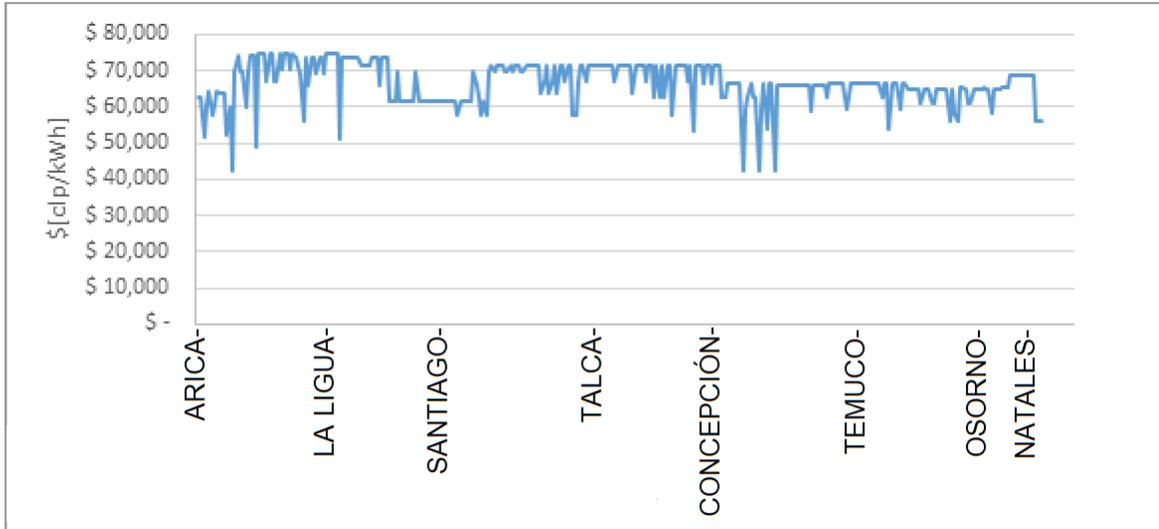


Figura 3-3 Tarifas de inyección en baja tensión.

Para el caso del proyecto en cuestión, la tarifa es la siguiente:

Tarifa de Inyección en BT: \$61,512 [CLP/kwh]

Tarifa de Inyección en AT: \$58,228 [CLP/kwh]

De las cuales corresponde la tarifa de inyección en baja tensión de la comuna de Providencia.

3.2 Estudio del recurso solar en Chile

Para el estudio del recurso solar en Chile, es necesario obtener mediciones de la radiación que proyecta el sol en la superficie terrestre, la cual es distinta en todos los lugares en el planeta. Para ello contamos con el Explorador Solar [16], herramienta de uso público disponible gracias al estudio y aporte de la Universidad De Chile en conjunto con el Ministerio de Energía.

Esta herramienta entrega información sobre la radiación solar incidente en cualquier punto del país, con resolución de 90 metros. Para cada punto se pueden obtener las series de radiación cada 30 minutos, en todo el período comprendido entre los años 2004 y 2015. Esto permite conocer la variabilidad del recurso en el tiempo y reducir la incertidumbre en la generación de energía a largo plazo.

Este estudio toma en cuenta las mediciones de radiación global, la cual es la suma de la radiación directa y la radiación difusa.

La radiación global que alcanza la superficie de la tierra es la suma de los rayos que vienen directamente del sol, lo que se denomina radiación directa, y de los rayos que han sido dispersados por la atmósfera y que por lo tanto provienen de distintas partes del cielo, lo que se conoce como radiación difusa.

Los datos obtenidos desde el explorador solar, que se muestra en la Figura 3-4 , corresponden a la radiación global recibida en el periodo de un año, la cual se mide en [kwh/m2].

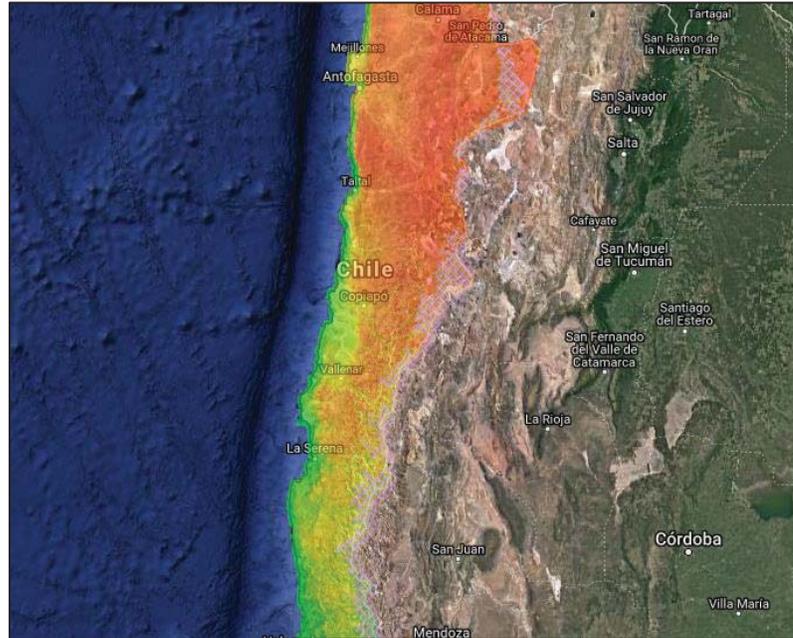


Figura 3-4 Mapa explorador solar (Fuente: www.minenergia.cl)

Los resultados obtenidos de este estudio [15], se muestran en la Figura 3-5 , la cual presenta un gráfico, ordenado en forma ascendente de norte a sur con la radiación global percibida por cada comuna.

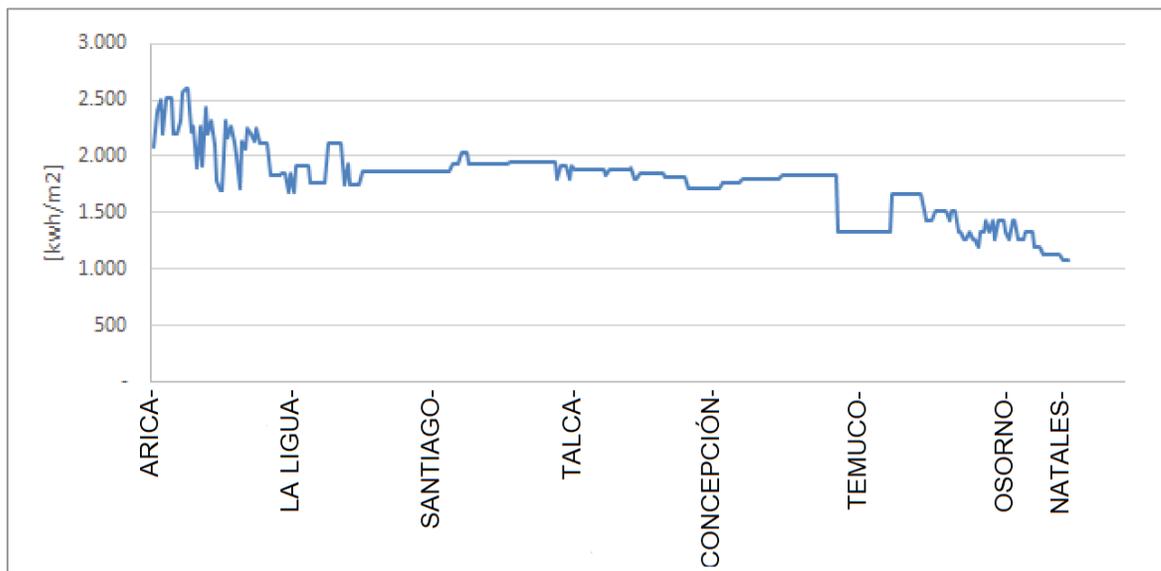


Figura 3-5 Gráfico radiación solar en Chile

El gráfico de la Figura 3-5, muestra que a pesar de tener una curva que desciende cuando se avanza hacia el sur, esta no es lineal como podría esperarse debido a que las comunas costeras a lo largo del país, reciben menos radiación respecto a comunas en el interior a misma latitud, ya que se presenta el fenómeno de vaguada costera, la cual refleja en gran manera los rayos solares por las nieblas producidas, como es visto en la Figura 3-6.

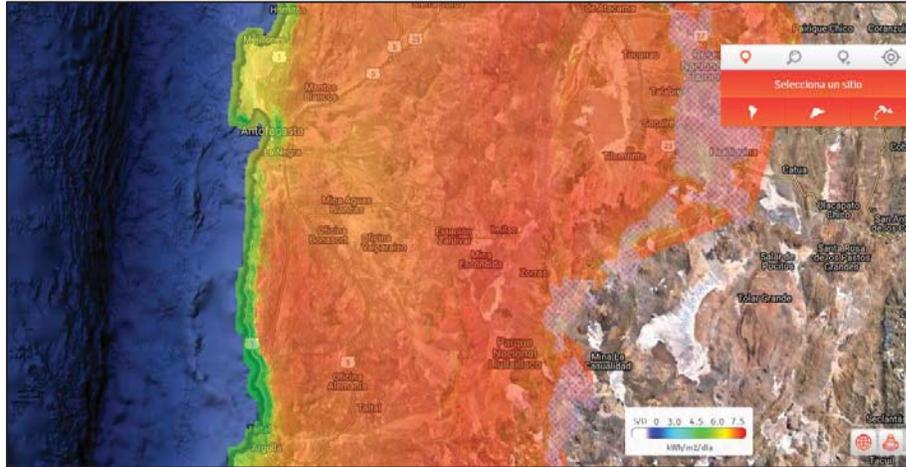


Figura 3-6 Extracto mapa explorador solar (Fuente: www.minenergia.cl)

Del estudio de recurso solar, como era de esperarse, los mayores índices de radiación solar se encuentran en las comunas del norte, exceptuando por comunas costeras, siendo Calama la comuna con mayor radiación global recibida con 2606 [kwh/m²] y la comuna con menor radiación Punta Arenas con 1081 [kwh/m²]

3.3 Resultados estudio de tarificación y recurso solar

Este estudio se realizó con el objetivo de conocer las comunas con mejor remuneración para sistemas fotovoltaicos en régimen de netbilling, para ello se realiza un cruce de datos, entre el recurso solar por la tarifa de inyección, lo que se refleja en una formula general para la remuneración, mostrada en la ecuación (3-1).

$$\text{Remuneración} = \text{Recurso Solar} * \text{Tarifa Inyeccion} * \text{Factor de eficiencia} \left[\frac{c/p}{m^2} \right] \quad (3-1)$$

Para efectos de este estudio, el factor de eficiencia se fija en 1[-], el cual variará a elección del usuario que realice un proyecto. Dicho factor debe tomar en cuenta, principalmente la eficiencia de los paneles y las perdidas por sombreado, pero la formula general está hecha para ser útil como referencia para ordenar y conocer los mejores y potenciales lugares donde realizar proyectos.

A continuación se presenta la Figura 3-7 que muestra un gráfico con la remuneración a lo largo de las comunas del país.

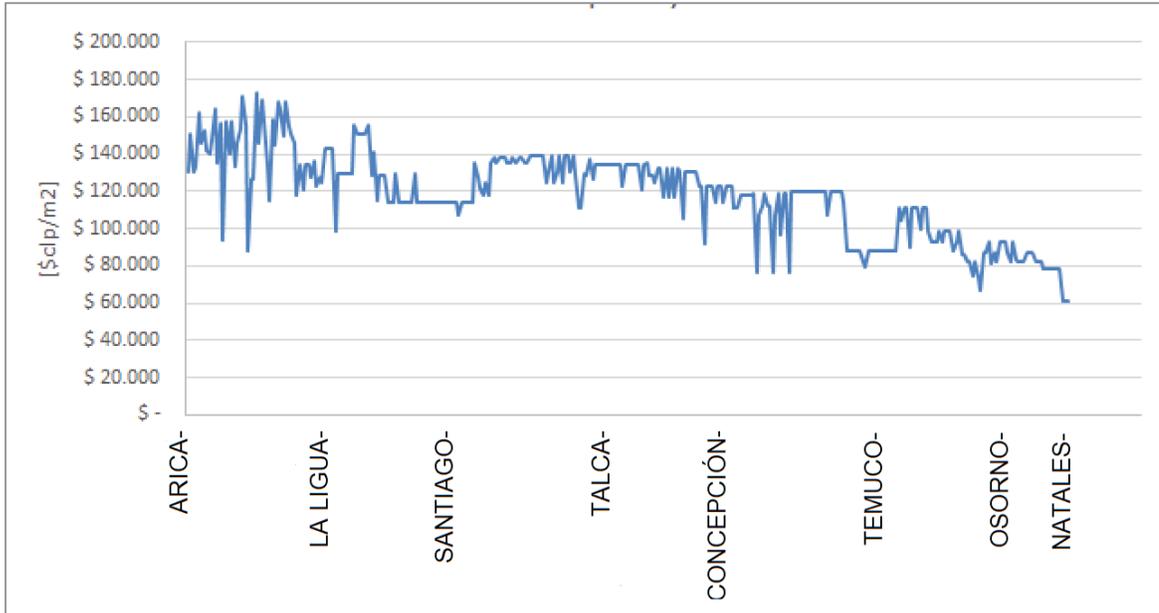


Figura 3-7 Remuneración por inyecciones

De este cruce de datos, en la Tabla 3-3 se entregan las 20 mejores comunas para realizar proyectos del tipo netbilling debido a la alta remuneración anual esperada con respecto a las demás en el país.

Del estudio de tarificación, acotado al proyecto que se realizará en la comuna de Providencia, se tienen los datos mostrados en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Tarificación y recurso solar en Providencia

Comuna	Tarifa Inyección BT [CLP/kwh]	Radiación Global [kwh/m2]	Remuneración Anual [CLP/m2]
Providencia	\$ 61,512	1.857	\$ 114.227

Tabla 3-3 Comunas con mejor remuneración

Comuna	Tarifa Inyección BT [\$CLP/kwh]	Radiación Global [kwh/m2]	Remuneración Anual estimada [\$CLP/m2]
Andacollo	\$ 74,587	2.310	\$ 172.297
Alto del Carmen	\$ 73,991	2.313	\$ 171.141
Vicuña	\$ 74,587	2.269	\$ 169.239
Combarbalá	\$ 74,587	2.253	\$ 168.045
Río Hurtado	\$ 74,587	2.246	\$ 167.523
Sierra Gorda	\$ 63,775	2.572	\$ 164.029
Monte Patria	\$ 74,587	2.197	\$ 163.869
Huara	\$ 64,371	2.521	\$ 162.278
Salamanca	\$ 74,587	2.126	\$ 158.573
Copiapó	\$ 69,582	2.268	\$ 157.813
Tierra Amarilla	\$ 69,582	2.268	\$ 157.813
Illapel	\$ 74,587	2.111	\$ 157.454
Calama	\$ 59,975	2.606	\$ 156.294
San Antonio	\$ 73,415	2.113	\$ 155.126
Santo Domingo	\$ 73,415	2.113	\$ 155.126
Freirina	\$ 73,991	2.095	\$ 155.011
Valparaíso	\$ 73,415	2.110	\$ 154.906
Vallenar	\$ 69,582	2.200	\$ 153.081
Pozo Almonte	\$ 60,536	2.521	\$ 152.612
Algarrobo	\$ 71,332	2.113	\$ 150.725

4 Factibilidad técnica

Este capítulo presenta el estudio de factibilidad técnica para la realización del proyecto, para conocer lo que es posible realizar, en la práctica, en la locación seleccionada.

En primera instancia, se presenta el levantamiento estructural, el cual permite conocer los principales detalles arquitectónicos y estructurales de la locación además de los lugares disponibles para la instalación del sistema, las orientaciones, tipos de materiales del tejado etc. Luego se muestra el levantamiento eléctrico de la locación, necesario para conocer las características y limitaciones que presenta el sistema eléctrico, para así ubicar el punto de conexión con la red de distribución y poder dimensionar tanto la potencia a instalar, como protecciones, tableros, y otras modificaciones necesarias para considerar en el diseño y puesta en marcha del sistema fotovoltaico.

4.1 Emplazamiento

El proyecto está localizado en la comuna de Providencia en la ciudad de Santiago, Región Metropolitana, como se ve en la Figura 4-1, en las dependencias y edificios de una empresa dedicada al rubro de importación y distribución de productos, con 2000 metros cuadrados.

El emplazamiento está ubicado en las coordenadas 33°26'52 latitud sur, 70°37'35 longitud oeste, a 577 metros sobre el nivel del mar en un barrio residencial y comercial dentro de la comuna, sin sectores aledaños con posible levantamiento de polvo que afecte el rendimiento del sistema.



Figura 4-1 Ubicación del proyecto (Fuente: www.google.cl/maps)

4.2 Levantamiento estructural

El levantamiento estructural, en primera instancia se realiza mediante imágenes satelitales, lo que permite entregar el punto cardinal y la orientación respecto al norte, de las edificaciones, para así poder realizar un correcto diseño preliminar, luego para obtener imágenes en detalle de la locación, se realiza una fotografía aérea en alta definición (Figura 4-2), mediante el uso de drones con cámaras fotográficas, permitiendo ver todos los detalles necesarios de los tejados, edificaciones y otras estructuras que son imposibles de ver a simple vista o desde baja altura.



Figura 4-2 Vista en planta locación

De esta vista en planta, la cual está casi perfectamente alineada al norte (norte hacia abajo de la figura), se pueden ver 5 edificaciones potenciales para realizar la instalación del sistema fotovoltaico: dos casas, un edificio de oficinas, un tejado de estacionamiento y un galpón. Todos estos potenciales lugares para la instalación del sistema, cada uno con diferentes medidas e inclinaciones, lo que implica una instalación y configuración distinta de paneles para cada uno, ya que es necesario maximizar la obtención del recurso solar.

A continuación se presentan fotografías aéreas en detalle de cada uno de los edificios, con sus características principales.

En la Figura 4-3 se muestran las casas, las cuales tienen las siguientes características:

- Material Tejado: Teja asfáltica
- Inclinación: 37°
- Lugar potencial de instalación de sistema FV: Tejados norte
- Otras: Casas interconectadas superficialmente por un pasillo.



Figura 4-3 Fotografía aérea: casas

En la Figura 4-4 se muestran el Galpón, el cual tiene las siguientes características:

- Material Tejado: Zinc de doble capa con aislación intermedia.
- Inclinación: 18°
- Lugar potencial de instalación de sistema FV: Tejado norte, tejado sur, fachada norte
- Otras: Galpón con tejado de 400[m²] aprox. Soportado por costaneras de acero. El muro norte se presenta como una opción extra para la instalación de paneles fotovoltaicos, mediante la construcción de un potencial alero que soporte estos, o estructuras directamente enclavadas al muro.



Figura 4-4 Fotografía aérea: Galpón

La Figura 4-5 muestra el edificio de las oficinas, el cual tiene las siguientes características:

- Material Tejado: Zinc de doble capa con aislación intermedia.
- Inclinación: 5°
- Lugar potencial de instalación de sistema FV: Tejado norte, tejado sur.
- Otras: Tejado útil para instalación del sistema FV, con limitaciones en ciertos puntos por la presencia de equipos de aire acondicionado.



Figura 4-5 Fotografía aérea: Oficinas

La Fig. 5-5 muestra el tejado del estacionamiento, con las siguientes características:

- Material Tejado: Zinc de doble capa con aislación intermedia.
- Inclinación: 5°
- Lugar potencial de instalación de sistema FV: Tejado completo
- Otras: Tejado útil para instalación del sistema FV, con limitaciones respecto al muro norte, el cual puede producir sombra sobre los módulos fotovoltaicos.

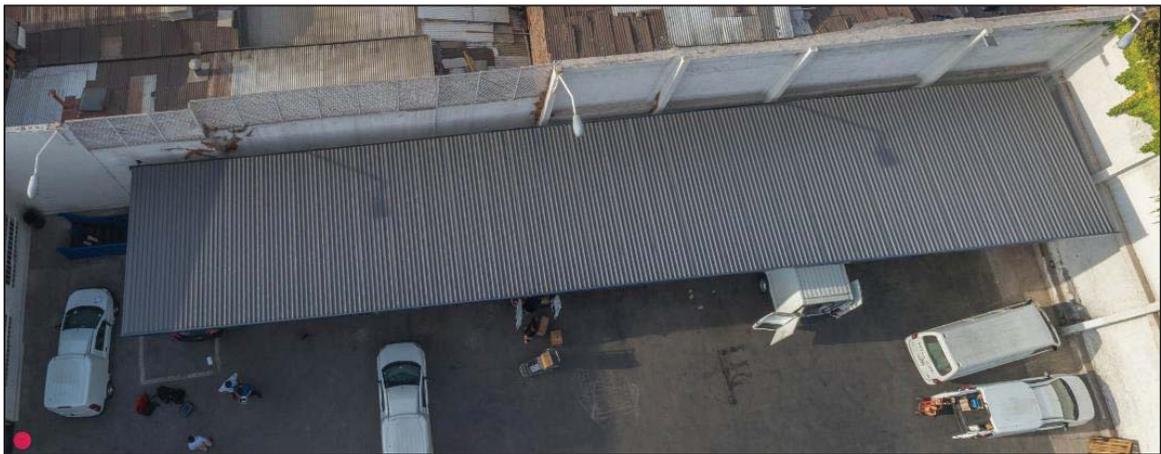


Figura 4-6 Fotografía aérea: Estacionamiento

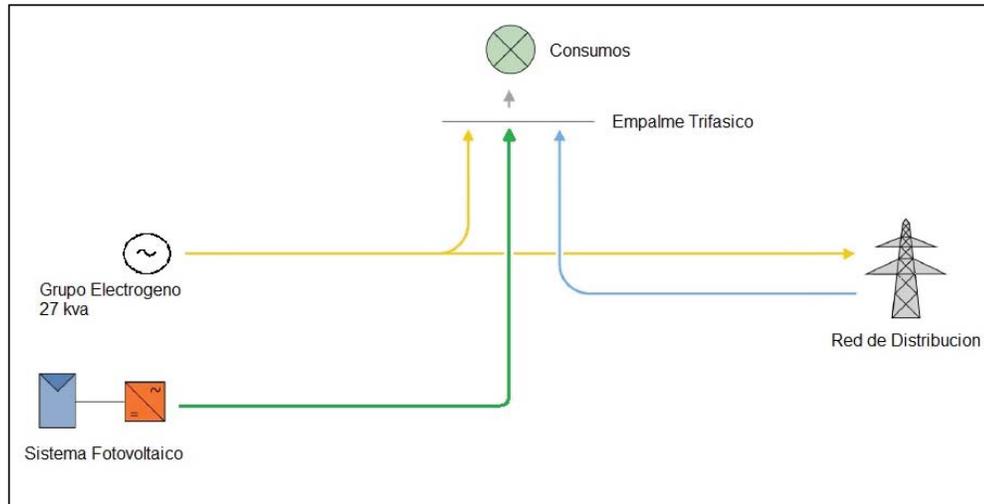


Figura 4-8 Esquema sistema eléctrico

Al presentar dos empalmes disponibles de 90[kW] y 20[kW] el sistema se puede diseñar de las siguientes formas:

- Un sistema limitado a 90[kW]
- Dos sistemas distintos, uno de 90[kW] y otro de 20[kW].

Las diferencias entre ambos es que al realizar dos sistemas, se deben realizar dos procedimientos de conexión, debido a que cada empalme, presenta distinto número de cliente en la empresa distribuidora, a pesar de estar en la misma locación.

5 Diseño

En este capítulo se presenta la ingeniería conceptual del sistema fotovoltaico, cuyo objetivo es definir el diseño del sistema incluyendo el layout, equipos, emplazamientos y disposiciones generales. Esto se realiza tomando en cuenta que previamente se realizaron levantamientos tanto estructurales como eléctricos, además de recopilación de datos climáticos para obtener la información necesaria para el proceso actual. Toda esta información será utilizada para desarrollar el diseño del sistema, el cual se realizará con la ayuda del software PVSOL [17], una herramienta computacional que permite diseñar y dimensionar el sistema desde su parte estructural hasta la eléctrica y que al indexar los datos climáticos del emplazamiento, proporciona los parámetros de generación del sistema, datos primordiales del proyecto.

5.1 Diseño estructural

El diseño estructural consiste en realizar el modelo 3D del emplazamiento en el software PVSOL, tomando en cuenta todas las medidas e información previamente recopilada del lugar. Este modelo permite sentar las bases del diseño ya que sobre él se realizará el montaje de módulos y diseño del sistema fotovoltaico en general. Para la realización de este modelo es necesario, además de las medidas del emplazamiento, agregar parámetros externos a este que puedan afectar al rendimiento del sistema, como edificios aledaños, arboles etc. La Figura 5-1, Figura 5-2 y Figura 5-3 muestran vistas generales del diseño estructural.



Figura 5-1 Diseño estructural, vista oeste



Figura 5-2 Diseño estructural, vista noreste



Figura 5-3 Diseño estructural, vista en planta

5.2 Dimensionamiento eléctrico general

A continuación se presenta el dimensionamiento de la planta fotovoltaica respecto a la configuración, número y ubicaciones de los módulos fotovoltaicos.

En primer lugar se configuran las ubicaciones de los módulos, el número de estos, sus orientaciones e inclinaciones, además de la elección de los módulos a utilizar.

El modulo a utilizar y sus características principales se muestran en la Tabla 5-1 Datos módulo fotovoltaico, las características en detalle y hoja de datos se encuentran en el Apéndice C.

Tabla 5-1 Datos módulo fotovoltaico

Módulo Fotovoltaico	
Marca	CNBM Solar
Potencia máxima (P_m)	260 [W]
Voltaje a máxima potencia (v_{mp})	30,4 [V]
Corriente a máxima potencia (i_{mp})	8,56 [A]
Voltaje máximo del sistema (v_{ms})	1000[V]
Dimensiones	1638x982x40[mm]
Degradación anual del modulo	0,8%

Este módulo fue elegido por sus características relativamente estándar respecto al mercado actual y por acuerdo comercial con la marca.

La orientación óptima de los módulos es 0° de azimut para que tengan una orientación perpendicular hacia el sol, pero en este caso será la misma de las instalaciones, que están orientadas al norte con mínimo azimut, de una desviación aproximada de 5° .

Respecto a la inclinación, para cada edificio se elegirá una que permita obtener de una mejor forma el recurso solar tomando en cuenta las limitaciones arquitectónicas de este, siendo la inclinación recomendada [18], el ángulo de latitud del emplazamiento, en este caso 33° , pero para los edificios con techados inclinados se respetará dichas inclinaciones para maximizar el área a utilizar, considerando que el instalar estructuras de soporte inclinadas crea sombras y el consecuente espaciamiento entre las filas de módulos, reduciendo así la capacidad instalada.

La Figura 5-4 muestra una vista en planta del diseño del sistema, pudiendo tener una visión general del emplazamiento.



Figura 5-4 Diseño, vista en planta

La Figura 5-5 muestra la vista noroeste del diseño del sistema.



Figura 5-5 Diseño, vista noroeste

Los datos generales del dimensionamiento del sistema se detallan en la Tabla 5-2

Tabla 5-2 Dimensionamiento del sistema

Dimensionamiento del sistema	
Capacidad Instalada	80,08 [kW]
Numero de módulos	308
N° de edificios utilizados	5

5.3 Configuración en subsistemas

Con el sistema dimensionado se procede a la configuración eléctrica del mismo. En primer lugar es necesario establecer los siguientes criterios para realizar el conexionado de los módulos hacia los inversores:

- Es posible realizar una conexión de módulos a un mismo string y/o MPPT solo si tienen la misma orientación e inclinación.
- Los módulos se conectan en serie formando un string, y estos en paralelo entre sí.
- Para formar un string, se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}_{mod} * v_{mp} < v_{max_mppt} \quad [V] \quad (5-1)$$

Es decir, la suma de las tensiones máximas de sus módulos no puede sobrepasar la tensión máxima permitida por el inversor en cada MPPT. Para ello se debe tener en cuenta que todos los módulos son iguales.

- Para conectar los string en paralelo a cada MPPT se debe cumplir la siguiente ecuación:

$$N^{\circ}_{string} * i_{mp} < i_{max_mppt} [A] \quad (5-2)$$

Es decir, la suma de las corrientes máximas de cada string no puede sobrepasar el máximo permitido por cada MPPT.

- La suma de las potencias máximas de los módulos conectados a un inversor no pueden sobrepasar la potencia máxima permitida por este.

Como el sistema cuenta con módulos localizados en varios edificios con distintas condiciones de inclinación y ubicación, se realiza una configuración de tal forma que cada edificio sea un subsistema, luego todos estos subsistemas, se interconectarán ya en régimen de corriente alterna para entregar su energía en el punto de conexión en común.

La ventaja del diseño en subsistemas, es que permite un diseño modular, es decir dada uno se puede analizar por separado, pero todos aportan de forma solidaria al sistema común, logrando además una fácil modificación de la capacidad total, en el caso de ser necesario.

Los inversores utilizados en el diseño son los mostrados en la Tabla 5-3 en la cual se muestran los datos principales, los datos específicos son mostrados en el Apéndice C.

Tabla 5-3 Inversores

Inversores utilizados			
Marca	INVT	INVT	INVT
Modelo	BG10KTR	BG15KTR	BG20KTR
Potencia nominal de salida (P_{out})	10[KW]	15[KW]	20[KW]
Número de MPPT	2	2	2
Corriente de entrada máxima DC por MPPT (i_{max_mppt})	12,5[A]	21[A]	25[A]
Tensión de entrada máxima DC por MPPT (v_{max_mppt})	800[V]	800[V]	800[V]
Potencia de entrada máxima DC (p_{in_max})	11	15,6	20,8
Eficiencia	98,3%	98,3%	98,4%

5.3.1 Subsistemas

Galpón tejado norte:

Este subsistema es el de mayor capacidad instalada (19,76 [kWp]) y con menor intervención estructural, siendo así el corazón del sistema fotovoltaico, consiste en 76 módulos divididos en dos filas, instalados paralelos a la cubierta del tejado como se puede ver en la Figura 5-6 y se puede apreciar el ordenamiento de los módulos, cada string esta destacado con un color diferente para su apropiada visualización, los datos técnicos se muestran en la

Tabla 5-4.

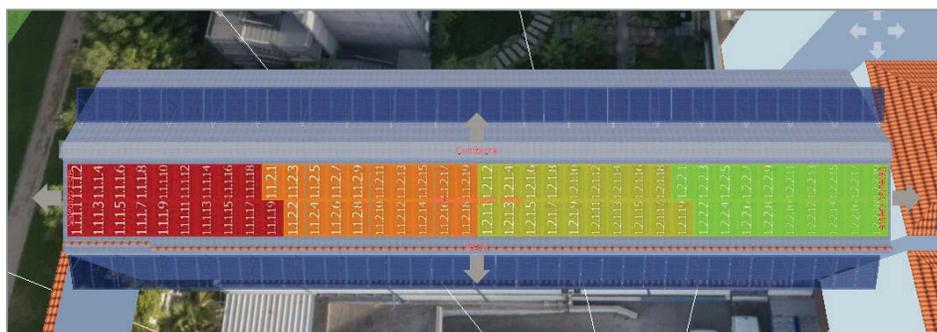


Figura 5-6 Subsistema: Galpón tejado norte

Tabla 5-4 Datos: Galpón tejado norte

Subsistema Galpón tejado norte	
Potencia instalada	19,76[kWp]
Número de módulos	76
Inversor utilizado	BG20KTR
Tipo de soportería	Paralelo a techo
Inclinación de módulos respecto a la horizontal	19°
MPPT 1	
Conexión	2 String · 19 Módulos c/u
Tensión de entrada DC	577,6[V]
Corriente de entrada DC	17,12[A]
MPPT 2	
Conexión	2 String · 19 Módulos c/u
Tensión de entrada DC	577,6[V]
Corriente de entrada DC	17,12[A]

Galpón tejado sur y fachada

Este subsistema al igual que el anterior tiene una capacidad de 19,76[kWp], pero con la diferencia de que estarán montados sobre una estructura inclinada, además estas estructuras estarán ancladas, una al tejado sur y otra en la fachada norte, cada una de estas configuraciones se conectarán a un MPPT distinto de un mismo inversor. Esta configuración se puede ver en la Figura 5-7 y sus datos técnicos en la Tabla 5-5.



Figura 5-7 Subsistema: Galpón tejado sur y fachada

Tabla 5-5 Datos: Galpón dejado sur y fachada

Subsistema Galpón tejado sur y fachada	
Potencia instalada	19,76[kWp]
Número de módulos	76
Inversor utilizado	BG20KTR
Tipo de soportería	Inclinados
Inclinación de módulos respecto a la horizontal	
MPPT 1	
Conexión	2 String · 19 Módulos c/u
Tensión de entrada DC	577,6[V]
Corriente de entrada DC	17,12[A]
MPPT 2	
Conexión	2 String· 19 Módulos c/u
Tensión de entrada DC	577,6[V]
Corriente de entrada DC	17,12[A]

Casas

Este subsistema consiste en utilizar los tejados norte de ambas casas, los cuales tienen una inclinación cercana a la óptima, 26° logrando en conjunto una capacidad instalada de 8,32[kWp], ambas casas estarán conectadas a un solo inversor, utilizando un MPPT cada una. El esquema del sistema se puede visualizar en la Figura 5-8 y sus datos técnicos en la Tabla 5-6.

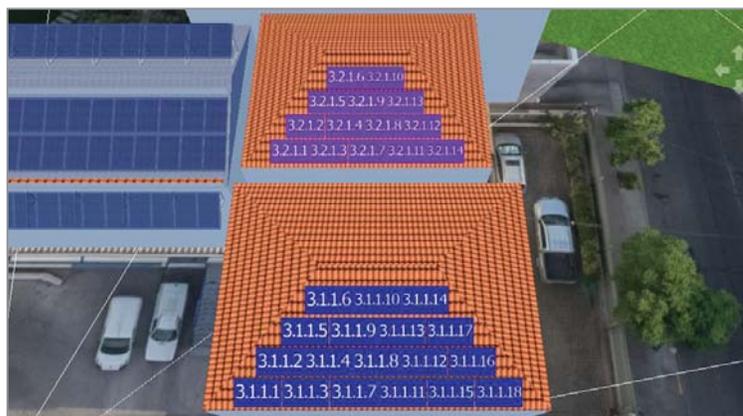


Figura 5-8 Subsistema: Casas

Tabla 5-6 Datos: Casas

Subsistema Casas	
Potencia instalada	8,32 [kWp]
Número de módulos	32
Inversor utilizado	BG10KTR
Tipo de soportería	Paralelo a techo
Inclinación de módulos respecto a la horizontal	26°
MPPT 1	
Conexión	1 String · 18 Módulos
Tensión de entrada DC	547,8[V]
Corriente de entrada DC	8,56[A]
MPPT 2	
Conexión	1 String · 14 Módulos
Tensión de entrada DC	425,6[V]
Corriente de entrada DC	8,56[A]

Oficinas

Este subsistema está ubicado en el edificio principal de oficinas, con una capacidad instalada de 8,32[kWp] con soportería inclinada y los módulos a una inclinación de 30° respecto a la horizontal, como se puede visualizar en la Figura 5-9 y sus datos técnicos en la Tabla 5-7.

Además de lo anterior, como se puede visualizar es necesario evitar ciertos objetos como tragaluces y salidas de aire acondicionado que están sobre el tejado.



Figura 5-9 Subsistema: Oficinas

Tabla 5-7 Datos: Oficinas

Subsistema Oficinas	
Potencia instalada	16,64 [kWp]
Número de módulos	64
Inversor utilizado	BG10KTR (2)
Tipo de soportería	Inclinada
Inclinación de módulos respecto a la horizontal	30°
MPPT 1	
Conexión	1 String · 18 Módulos
Tensión de entrada DC	547,8[V]
Corriente de entrada DC	8,56[A]
MPPT 2	
Conexión	1 String · 14 Módulos
Tensión de entrada DC	425,6[V]
Corriente de entrada DC	8,56[A]

Estacionamiento

El subsistema del estacionamiento, está ubicado en el patio central sobre el tejado del estacionamiento. Cuenta con dos filas de módulos inclinados y alejados lo más posible del muro norte para evitar el sombreado producido por este, como se puede apreciar en la Figura 5-10 y sus datos técnicos en la Tabla 5-8.



Figura 5-10 Subsistema: Estacionamiento

Tabla 5-8 Datos: Estacionamiento

Subsistema Estacionamiento	
Potencia instalada	15,6 [kWp]
Número de módulos	60
Inversor utilizado	BG15KTR
Tipo de soportería	Inclinada
Inclinación de módulos respecto a la horizontal	31°
MPPT 1	
Conexión	2 String · 18 Módulos
Tensión de entrada DC	547,8[V]
Corriente de entrada DC	17,12[A]
MPPT 2	
Conexión	1 String · 24 Módulos
Tensión de entrada DC	729,6[V]
Corriente de entrada DC	8,56[A]

5.4 Circuito general y protecciones

En este apartado se muestra el dimensionamiento de la sección de conductores a utilizar, además de la selección y dimensionamiento de protecciones necesarias para el correcto funcionamiento del sistema.

Este es el proceso que culmina la ingeniería conceptual y básica del sistema fotovoltaico que entregan los datos necesarios para realizar la simulación mediante software.

5.4.1 Dimensionamiento de conductores

Para el dimensionamiento de los conductores, se utilizarán los valores de la Tabla 5-9 y Tabla 5-10 obtenidas desde la instrucción técnica RGR n°2/2017 [14] y del programa Techos Solares Públicos [3] del ministerio de energía.

Tabla 5-9 Factor de corrección por número de conductores

Factor de corrección por número de conductores en tubería	
Cantidad de Conductores	Factor de corrección "Fc"
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
Sobre 42	0,5

Tabla 5-10 Factor de corrección por temperatura

Temperatura Ambiente °C	Temperatura Nominal de los Conductores			
	60°	75°	90°	105°
30°	1	1	1	1
31° - 35°	0,91	0,94	0,96	0,97
36° - 40°	0,82	0,88	0,91	0,93
41° - 45°	0,71	0,82	0,87	0,89

Dimensionamiento conductores CC

Para realizar los cálculos del dimensionamiento de los circuitos de corriente continua se asumirán los casos más desfavorables, utilizando las siguientes hipótesis y datos generales.

- Máxima caída de tensión (δ): Según instrucción técnica es 1,5%. Se utilizará el peor caso, es decir el subsistema con menor tensión de entrada.
- Temperatura ambiente/nominal: 40°/60°.[°C]
- Factor de corrección por temperatura (FT): 0,82 [-]
- Factor de corrección por número de conductores (FC): 0,8[-]

- Resistividad del cobre (ρ): 0,018 [ohm*mm²/m]
- Longitud de conductores (L): 40[m] para todos los subsistemas (caso más desfavorable de subsistemas con mayor longitud)
- Corriente de String (I_{string_sc}): 9,12[A] tomando en cuenta la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos utilizados en cada string.
- Factor de seguridad (FS): 1,25 [-] entregado por instructivo técnico.

La corriente máxima que atraviesa los conductores se calcula, para régimen continuo, mediante la siguiente formula:

$$I_{cond-cc} = \frac{I_{string_sc}}{FC \cdot FT} \cdot FS \text{ [A]} \quad (5-3)$$

Reemplazando los datos en la ecuación (5-3), la corriente máxima que atraviesa el conductor es de 17,37 [A].

El cálculo de la sección mínima de los conductores se realiza mediante la siguiente formula:

$$S_{cc} = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I_{cond-cc}}{\delta} \text{ [mm}^2\text{]} \quad (5-4)$$

Reemplazando los datos en la ecuación (5-4), la sección mínima del conductor es 3,9 [mm²], por lo que se utilizarán conductores con sección de 4[mm²], ya que son los presentes en el mercado.

Dimensionamiento conductores CA

Para realizar los cálculos del dimensionamiento de circuitos de corriente alterna se asumirán los casos más desfavorables, utilizando las siguientes hipótesis generales.

- Máxima caída de tensión (δ): 3% según instrucción técnica.
- Los subsistemas del galpón y casas, entregarán su energía en conjunto a través de una misma línea de conductores, interconectados a la salida de sus inversores. Igualmente lo harán los subsistemas del estacionamiento y edificio de oficinas.
- Potencia nominal de inversores ($\sum P_{out}$): 50.000[W] Suma de subsistemas del galpón y casas.
- Tensión de salida de inversores (V_{out}): 380[v]
- Factor de potencia ($\cos \varphi$): 1[-] según instructivo técnico.
- Temperatura ambiente/nominal: 40°/60° [°C].
- Factor de seguridad (FS): 1,25 (-) Entregado por instructivo técnico.
- Resistividad del cobre: 0,018 [ohm*mm²/m]
- Longitud de conductores: 40[m] para todos los subsistemas.

La corriente máxima que atraviesa los conductores se calcula, para régimen alterno, mediante la siguiente formula:

$$I_{cond-ca} = \frac{\sum P_{out}}{\sqrt{3} \cdot V_{out}} \cdot FS \quad (5-5)$$

Reemplazando los datos en la ecuación (5-5), la corriente máxima que atraviesa el conductor es de 144,75[A].

El cálculo de la sección mínima de los conductores se realiza mediante la siguiente formula:

$$S_{ca} = \frac{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot L \cdot I_{cond-ca} \cdot \cos \varphi}{\delta} \quad [mm^2] \quad (5-6)$$

Reemplazando los datos necesarios en la ecuación (5-6), la sección mínima del conductor es 15,8 [mm²], por lo que se utilizarán los conductores con sección de 16[mm²], presentes en el mercado.

5.4.2 Protecciones

Corriente Continua

Para el circuito de corriente continua se cuenta en cada inversor con un interruptor de corriente continua (DC Switch), que actúa como seccionador de energía ante la necesidad de aislar los equipos y cada subsistema.

Corriente Alterna

Las protecciones en el circuito de corriente alterna estarán compuestas de interruptores termo magnéticos tetrapolares en conjunto con protecciones diferenciales de 300 [mA] de sensibilidad. Estos pares de protecciones se ubicaran, a la salida de cada inversor y otro en el tablero general, cercano al punto de conexión. El dimensionamiento de dichas protecciones se presenta en la Tabla 5-11

Para el cálculo de corriente de cortocircuito se utiliza la fórmula (5-7) de máxima corriente con los valores correspondientes a cada subsistema:

$$I_{coci-ca} = \frac{P_{out}}{\sqrt{3} \cdot V_{out}} \cdot FS \quad [A] \quad (5-7)$$

Donde,

FS=1,25 [-]

V_{out}= 380 [V]

P_{out}= Potencia de salida de cada subsistema.

Tabla 5-11 Dimensionamiento de protecciones diferenciales y termo magnéticas

Subsistema	$I_{coci-ca}$	Valor de protecciones	Curva
Galpón Techo Norte	37,9 [A]	40 [A]	C
Galpón Techo Sur + Fachada	37,9 [A]	40 [A]	C
Casas	18,9 [A]	20 [A]	C
Edificio de Oficinas	18,9 [A]	20 [A]	C
Estacionamiento	28,4 [A]	30 [A]	C
General	123,5 [A]	125 [A]	B

Puesta a tierra.

Todas las partes metálicas del sistema estarán conectadas a tierra de protección, incluidas las carcasas de los módulos, sus estructuras, carcasas de equipos etc. Para ello se utilizara la malla a tierra existente en las instalaciones.

Generador Electrónico.

Debido a la presencia de un generador electrónico en las instalaciones, se hace necesario agregar un arreglo en el tablero de transferencia automática para la desconexión de la planta fotovoltaica en los momentos que la red esta caída, esto debido a la imposibilidad del funcionamiento en paralelo de la planta fotovoltaica y generador electrónico.

Esto se realiza mediante un kit de contactores en el sistema de control del tablero de transferencia automática. Esto será proporcionado, diseñado e instalado por empresa instaladora.

5.5 Simulación del sistema

En este apartado se realiza la simulación del sistema mediante la indexación en el software de los datos obtenidos anteriormente.

La simulación permite obtener los datos de generación y rendimiento del sistema general, pero para efectos de este trabajo, se realizan en primer lugar, simulaciones locales para cada subsistema de forma separada, y además la simulación general del sistema. Esta metodología permite obtener una información detallada respecto al rendimiento individual de cada subsistema.

5.5.1 Resultados por subsistema

La Tabla 5-12 muestra los resultados de generación por subsistema, y la Figura 5-11 muestra la energía generada porcentual de cada subsistema respecto al sistema general, donde se ve que corazón del generador fotovoltaico estará en los subsistemas del galpón que generará más de la mitad (53%) de la energía anual.

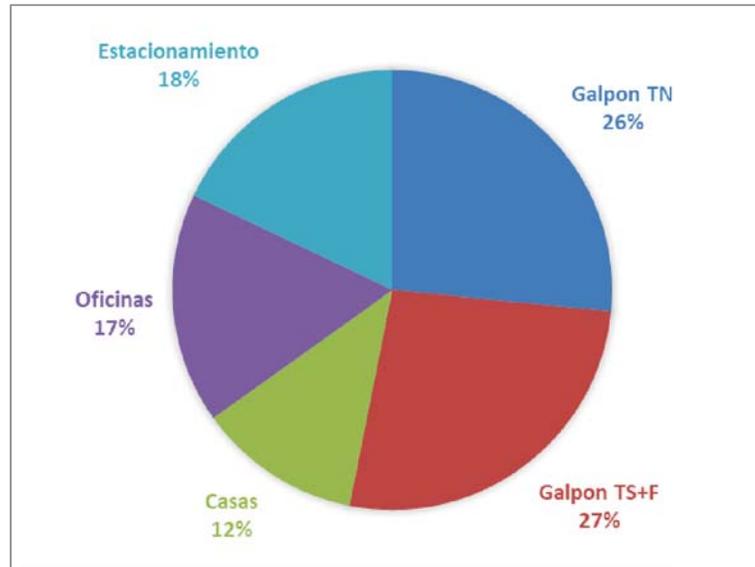


Figura 5-11 Energía porcentual por subsistema

Tabla 5-12 Resultados de simulación por subsistema

Subsistema Galpón Tejado Norte	
Superficie del generador	122,2 [m ²]
Energía del generador	31.642[kWh]
Rendimiento anual específico	1.601,33[kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	78,2%
Pérdidas por sombreado	9,4%/año
Subsistema Galpón Tejado Sur y Fachada	
Superficie Utilizada	122,2 [m ²]
Energía del generador	31.762 [kWh]
Rendimiento anual específico	1607,38[kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	77,1%
Pérdidas por sombreado	10,4%/año
Subsistema Casas	
Superficie Utilizada	51,5 [m ²]
Energía del generador	14.310 [kWh]
Rendimiento anual específico	1.719,93 [kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	81,9%
Pérdidas por sombreado	3,1%/año
Subsistema Oficinas	
Superficie Utilizada	102,9 [m ²]
Energía del generador	20.200 [kWh]
Rendimiento anual específico	1.213,97 [kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	57,6%
Pérdidas por sombreado	32,1%/año
Subsistema Estacionamiento	
Superficie Utilizada	96,5[m ²]
Energía del generador	21.375[kWh]
Rendimiento anual específico	1.370,16[kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	65,4%
Pérdidas por sombreado	23,7%/año

De la Tabla 5-12, se desprende la Figura 5-12 que muestra el rendimiento anual específico de cada subsistema medido en [kWh/kWp], este muestra la energía generada anualmente por cada kilowatt-peak de módulos instalados. En este gráfico se puede notar claramente la variación de

rendimientos, donde los subsistemas del edificio de oficinas y estacionamiento están muy por debajo del resto, entregando menos energía por kilowatt peak instalado.

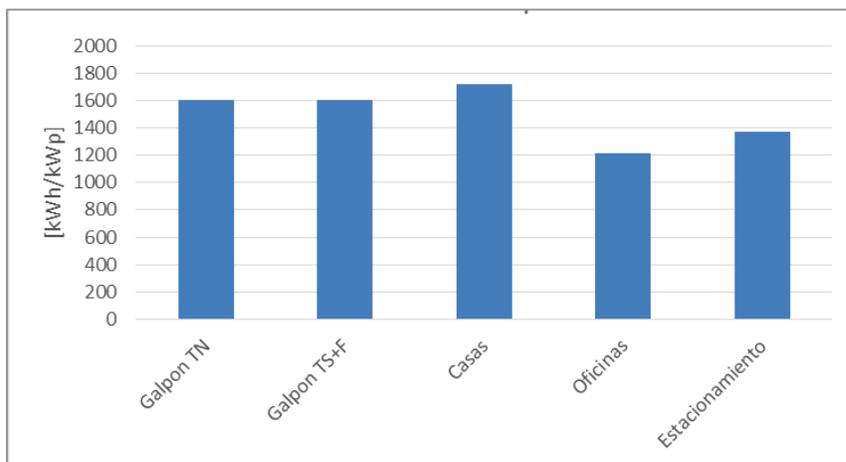


Figura 5-12 Rendimiento anual específico por subsistema

5.5.2 Resultados del sistema general

A continuación en la Tabla 5-13 se muestran los resultados del sistema en general, en donde se pueden ver los parámetros de rendimiento, generación anual, etc.

Tabla 5-13 Resultados sistema general

Sistema Fotovoltaico	
Capacidad Instalada	80,08[kwp]
N° Módulos Fotovoltaicos	308
N° Inversores	6
Superficie del generador	495,4 [m ²]
Energía del generador	119.245[kWh]
Rendimiento anual específico	1487,07 [kWh/kWp]
Coefficiente de rendimiento (PR)	71,5%
Pérdidas por sombreado	16,6%/año

El gráfico de la Figura 5-13 muestra la energía generada mensualmente, en donde se puede ver la influencia de la distancia del sol en los distintos periodos del año, lo que causa una variación en la generación fotovoltaica.

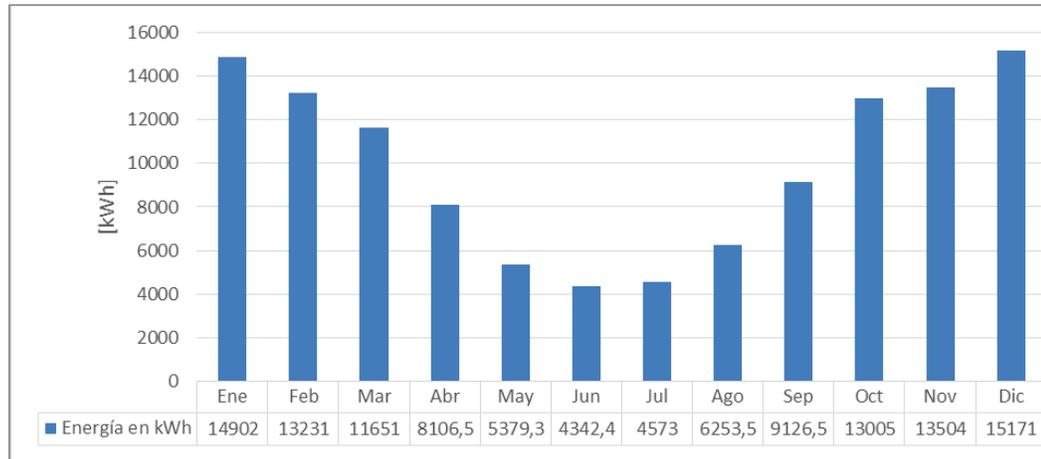


Figura 5-13 Energía generada mensual por el sistema

El gráfico de la Figura 5-14 muestra la energía generada proyectada en un periodo de 20 años. Este gráfico muestra la caída de energía generada provocada por la degradación anual de los módulos fotovoltaicos, factor de relevancia al momento del estudio de factibilidad económica ya que cada año se tendrá una pérdida de ingresos por generación.

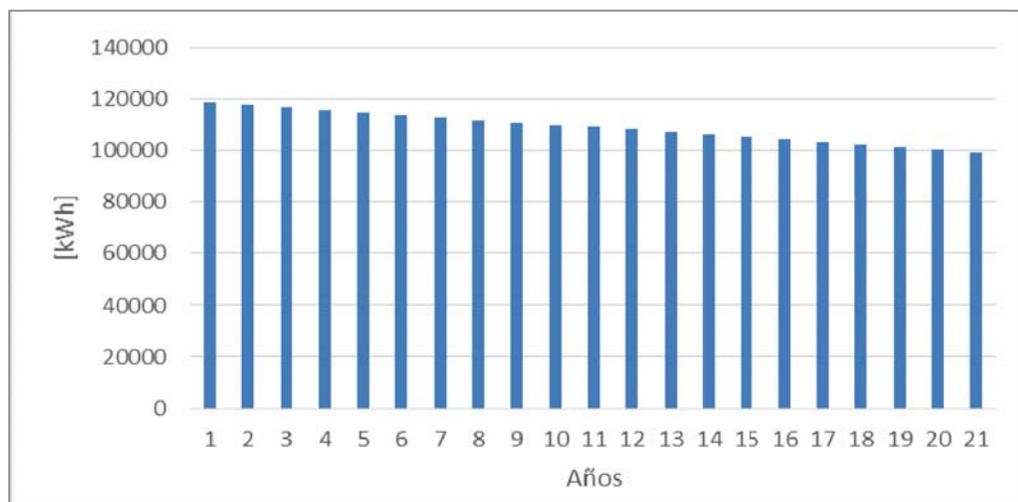


Figura 5-14 Energía generada anual por el sistema

5.5.3 Comparación de resultados

Los resultados obtenidos del diseño y posterior simulación entregan la generación prevista para el sistema, incluyendo todos los parámetros y detalles a tomar en cuenta, desde el sombreado, inclinaciones hasta las pérdidas por los conductores del sistema, pero además del software PvSol, en Chile existe la herramienta de simulación del Explorador Solar, del ministerio de energía, la cual también permite realizar simulaciones de generación, pero estas son “ideales”, es decir, con parámetros estandarizados y optimizados para una ubicación específica.

Por lo tanto realizar una comparación de la generación obtenida con el diseño actual, con una simulación “ideal” por el explorador solar es de mucha utilidad para conocer cuánto se aleja o acerca el diseño al ideal esperado. Para ello se realiza la simulación ideal como se muestra en las Figura 5-15 y Figura 5-16 que muestran los parámetros ingresados y los resultados obtenidos mediante dicha herramienta.

Figura 5-15 Parámetros explorador solar (Fuente: www.minenergia.cl)

Figura 5-16 Resultados explorador solar (Fuente: www.minenergia.cl)

De los resultados obtenidos por el Explorador Solar, se tiene una generación total anual de 120.722[kWh], que comparados con el diseño propuesto que entrega 119.245[kWh] anuales, se puede concluir que solo se está por debajo del “ideal” en 1,2% de generación estimada.

6 Factibilidad económica

El presente capítulo muestra el estudio de factibilidad económica del proyecto, el cual se compone de toda la información respecto a costos de los insumos, instalación y trámites necesarios. Además de lo anterior se incluye el modelo matemático para el cálculo de ingreso por la generación de energía, sus ecuaciones y parámetros, como también el análisis de sensibilidad del proyecto, el cual se realiza mediante una herramienta en hojas de cálculo, con el fin de lograr una evaluación económica rápida, estándar y acertada, útil para este proyecto y otros futuros, para finalmente encontrar la mejor solución del punto de vista económico.

6.1 Costos preliminares

Los costos a incurrir para la realización del proyecto se desglosan en 4 categorías numeradas, las cuales son:

1. Insumos Principales
2. Instalación e Insumos Menores
3. Trámites y Documentos
4. Otros

De estas, solo la categoría Trámites y Documentos es un costo fijo, los demás se consideran como costos variables, debido a que para el cálculo del costo total, se suman los costos asociados a cada subsistema, y estos varían conforme a la decisión de instalar, o no, algún subsistema en particular. El cuadro de precios base correspondiente a todas las categorías se muestra en la Tabla 6-1.

Para la realización del cuadro de precios, se consideraran como prioridad de construcción los subsistemas Galpón Techo Norte y Casas, ya que cuentan con la mejor facilidad de construcción por estar paralelos a cubierta y con rendimientos por sobre el promedio de todos. Además estos dos subsistemas en conjunto suman 28,08[kW], por lo que para la instalación de los otros subsistemas se consideraran los costos de requerimientos extras para sistemas mayores a 30[kW] como pasillos técnicos y memoria de cálculo estructural.

Tabla 6-1 Cuadro de precios base

Categoría	Ítem	Unidad	Precio Unitario [CCLP]
1	Módulo FV CNBM 260w	GL	\$69.100
1	Inversor INVT BG10KTR	GL	\$518.250
1	Inversor INVT BG15KTR	GL	\$725.550
1	Inversor INVT BG20KTR	GL	\$761.482
1	Soporte paralelo a cubierta	GL	\$12.600
1	Soporte inclinado para 4 módulos	GL	\$119.000
2	Instalación e insumos menores	\$CCLP/kW	\$440.000
3	Tramitación SEC + Equipo de medida.	GL	\$535.906
3	Aduanas e internación	GL	\$920.000
4	Memoria estructural	GL	\$1.000.000
4	Pasillos técnicos	\$CCLP/m	\$35.000
4	Escalera de gato	GL	\$498.000

Del cuadro de precios base, se desprenden el cuadro de precios general para el cual se consideran costos fijos (Tabla 6-2) y variables generales (Tabla 6-3), además de costos por subsistemas (Tabla 6-4a y Tabla 6-4b), es decir cada subsistema tendrá un costo el cual se considera para agregarlo al costo total.

Tabla 6-2 Cuadro de precios: Costos fijos

Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [CCLP]	Precio Total [CCLP]
Tramitación SEC + Equipo de medida.	1	GL	\$535.906	\$535.906
Aduanas e internación	1	GL	\$920.000	\$920.000
Total				\$1.455.906

Tabla 6-3 Cuadro de precios: Costos variables generales

Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [CCLP]	Precio Total [CCLP]
Memoria Estructural (Solo para proyecto mayor a 30[kW])	1	GL	\$1.000.000	\$1.000.000
Total				\$1.000.000

Tabla 6-4a Cuadro de precios por subsistema

Subsistema Casas				
Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [SCLP]	Precio Total [SCLP]
Módulo FV CNBM 260w	32	GL	\$69.100	\$2.211.200
Inversor INVT BG10KTR	1	GL	\$518.250	\$518.250
Soporte paralelo a cubierta	32	GL	\$12.600	\$403.200
Instalación e insumos menores	8,32	\$CLP/kW	\$440.000	\$3.660.800
Escalera de gato	1	GL	\$498.000	\$498.000
Total				\$7.291.450
Subsistema Galpón Techo Norte				
Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [SCLP]	Precio Total [SCLP]
Módulo FV CNBM 260w	76	GL	\$69.100	\$5.251.600
Inversor INVT BG20KTR	1	GL	\$761.482	\$761.482
Soporte paralelo a cubierta	76	GL	\$12.600	\$957.600
Instalación e insumos menores	19,76	\$CLP/kW	\$440.000	\$8.694.400
Total				\$15.665.082
Subsistema Galpón Techo Sur + Fachada				
Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [SCLP]	Precio Total [SCLP]
Módulo FV CNBM 260w	76	GL	\$69.100	\$5.251.600
Inversor INVT BG20KTR	1	GL	\$761.482	\$761.482
Soporte inclinado para 4 módulos	19	GL	\$119.000	\$2.261.000
Instalación e insumos menores	19,76	\$CLP/kW	\$440.000	\$8.694.400
Pasillo técnico	38	\$CLP/m	\$35.000	\$1.330.000
Total				\$18.298.482
Costos Subsistema Oficinas				
Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [SCLP]	Precio Total [SCLP]
Módulo FV CNBM 260w	64	GL	\$69.100	\$4.422.400
Inversor INVT BG10KTR	2	GL	\$518.250	\$1.036.500
Soporte inclinado para 4 módulos	16	GL	\$119.000	\$1.904.000
Instalación e insumos menores	16,64	\$CLP/kW	\$440.000	\$7.321.600
Pasillo técnico	10	\$CLP/m	\$35.000	\$350.000
Escalera de gato	1	GL	\$498.000	\$498.000
Total				\$15.532.500

Tabla 6-4b Cuadro de precios por subsistema

Subsistema Estacionamiento				
Ítem	Cantidad	Unidad	Precio Unitario [CLP]	Precio Total [CLP]
Módulo FV CNBM 260w	60	GL	\$69.100	\$4.146.000
Inversor INVT BG15KTR	1	GL	\$725.550	\$725.550
Soporte inclinado para 4 módulos	15	GL	\$119.000	\$1.785.000
Instalación e insumos menores	15,6	\$CLP/kW	\$440.000	\$6.864.000
Pasillo técnico	30	\$CLP/m	\$35.000	\$1.050.000
Escalera de gato	1	GL	\$498.000	\$498.000
Total				\$15.068.550

6.2 Modelo económico

La presente etapa consta del modelo necesario para la evaluación económica del proyecto, en donde se muestran las ecuaciones de remuneración y costos, además la forma en la que se evalúa este proyecto para conocer su nivel de rentabilidad, considerando un periodo de 20 años.

6.2.1 Ecuaciones

Remuneración por generación de energía

El primer ítem a considerar es la forma en que se remunera el proyecto, esto es mediante la valorización de la energía generada anual por el sistema, para ello se consideran los datos de generación entregados por el software PvSol, donde la ecuación es la siguiente:

$$RG_k = EG_k \cdot T_i \text{ [CLP]} \quad (6-1)$$

Remuneración por ahorro en transmisión

Este ítem de remuneración se considera debido a que toda la energía generada por el sistema que es consumida por las instalaciones sin ser inyectada, constituye un ahorro en los cargos por transmisión, ya que no es leída por el medidor bidireccional. Este valor constituye un porcentaje de la energía generada total, el cual es entregado por el software PvSol.

La ecuación de este ítem es la siguiente:

$$RT_k = EG_k \cdot PNI \cdot T_T \text{ [CLP]} \quad (6-2)$$

Costo del proyecto

Este ítem se considera como el costo total de la solución seleccionada para la realización del proyecto.

La ecuación de este ítem es la siguiente

$$CP = C_v + C_f \quad [\$CLP] \quad (6-3)$$

Costo total de la inversión

Este ítem consta del costo total de la realización del proyecto, considerando el caso de que el cliente decida utilizar un crédito otorgado por una entidad financiera por lo que se toman en cuenta los datos entregados respecto al pie inicial y las cuotas anuales por pagar.

La ecuación de este ítem es la siguiente:

$$CTI = CP \cdot PII + \sum_{k=1}^{20} CA_k \quad [\$CLP] \quad (6-4)$$

Costo de operación y mantenimiento

Para la realización de este proyecto es necesario asignar un costo anual de operación y mantenimiento, ya que para el correcto funcionamiento del sistema se debe realizar limpieza de los módulos y mantenimiento de los equipos. Este costo se considera en función del costo de la inversión, el cual se considera como el 1% de la inversión total.

La ecuación de este ítem es la siguiente:

$$COM_k = CP \cdot 0,01 \quad \text{donde } k > 0 \quad [\$CLP] \quad (6-5)$$

Factor inflacionario

Para el cálculo del flujo de caja anual, se asigna un factor de inflación de 3,58%, que corresponde al promedio de los últimos 10 años.

$$FI_k = 0,0358 \quad \text{donde } k > 0 \quad [-] \quad (6-6)$$

Ecuación del modelo económico

De los ítems anteriores, se tiene el siguiente modelo para el cálculo del flujo de caja anual del proyecto.

$$FC_k = CP \cdot PIN \quad \text{para } k = 0 \quad [\$CLP] \quad (6-7)$$

$$FC_k = (RG_k + RT_k - CA_k - COM_k) \cdot (1 + FI_k) \text{ para } k > 0 \text{ [\$CLP]} \quad (6-8)$$

Método del VAN

El método del valor actual neto o VAN, se utiliza como criterio para la decisión de invertir en algún proyecto, es un indicador financiero que sirve para medir la viabilidad de este tras medir los flujos de los futuros ingresos y egresos, descontando la inversión inicial. En este caso se utiliza este método debido a que existen opciones de inversión excluyentes, es decir el proyecto se construye de solo una forma. La ecuación correspondiente al cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \text{ [\$CLP]} \quad (6-9)$$

Parámetros

Los parámetros utilizados en las ecuaciones de este apartado son los siguientes:

CA_k = Cuota anual en el año k. [\\$CLP]

C_f = Costos fijos. [\\$CLP]

COM_k = Costo de la operación y mantenimiento en el año k. [\\$CLP]

CP = Costo del proyecto. [\\$CLP]

CTI = Costo total de la inversión. [\\$CLP]

C_v = Costos variables asignados. [\\$CLP]

EG_k = Energía generada en el año k. [kWh]

FC_k = Flujo de caja en el año k. [\\$CLP]

FI = Factor de inflación. [-]

i = Tasa de interés o rechazo. [%]

k = Año considerado. [-]

N = Numero de periodos considerados. [-]

PII = Porcentaje de inversión inicial. [%]

PNI = Porcentaje de energía generada y no inyectada. [%]

RG_k = Remuneración por generación de energía en el año k. [\\$CLP]

RT_k = Remuneración por ahorro en transmisión en el año k. [\\$CLP]

T_i = Tarifa de inyección de energía. [\$/kWh]

T_T = Tarifa de transmisión de energía. [\$/kWh]

6.3 Selección de la mejor opción.

6.3.1 Criterios a considerar

Para tomar una decisión acertada de la capacidad instalada del sistema, se consideran los siguientes criterios:

- La generación anual del sistema no puede superar el 110% del consumo promedio anual de las instalaciones para evitar producir excedentes no deseados.
- Se consideran los subsistemas Casas y Galpón Techo Norte, como base para el proyecto, es decir, en su conjunto son prioridad de instalación debido a sus altos rendimientos, facilidad de construcción, además acuerdo y cotizaciones con empresa instaladora.
- Para asignar prioridad en la instalación del resto de subsistemas se consideran sus rendimientos.
- La mejor opción será la que cuente con VAN positivo y más favorable, considerando una tasa de interés de 7%.

6.3.2 Opciones consideradas.

A continuación en la Tabla 6-5 y Tabla 6-6 se muestran las opciones consideradas con los parámetros relevantes para la toma de decisión.

Se debe notar la no consideración de la instalación de los subsistemas Oficinas y Estacionamiento, ya que según los criterios anteriormente mostrados, sus rendimientos están por debajo de las opciones elegidas y el instalarlos implica que la generación total del sistema sobrepasa el consumo promedio anual, provocando excedentes no deseados.

Tabla 6-5 Opción N°1

Casas - Galpón Techo Norte		
Ítem	Unidad	Valor
Capacidad instalada	kW	28,08
Costos fijos	\$/CLP	\$1.455.906
Costos variables	\$/CLP	\$22.956.532
Costo total	\$/CLP	\$24.412.438
Costo por kilowatt instalado	\$/CLP	\$869.389
Generación anual	kWh	45961,4

Tabla 6-6 Opción N°2

Casas - Galpón Techo Norte - Galpón Techo Sur y Fachada		
Ítem	Unidad	Valor
Capacidad instalada	kW	47,84
Costos fijos	\$CLP	\$2.455.906
Costos variables	\$CLP	\$41.255.014
Costo total	\$CLP	\$43.710.920
Costo por kilowatt instalado	\$CLP	\$913.690
Generación anual	kWh	77662,7

6.3.3 Evaluación económica

Considerando las opciones N°1 y N°2, se realiza la evaluación económica de ambas, considerando:

- Consumo eléctrico promedio de las instalaciones (ver en Apéndice B)
- Porcentaje de energía no inyectada consumida por las instalaciones: 74%
- Inversión inicial de 100%.

Por lo tanto, con las consideraciones hechas, y realizada la evaluación económica, la mejor solución es la realización del proyecto en la opción N°1, que considera la instalación de los subsistemas Casas y Galpón techo norte ya que esta cumple con todos los criterios mostrados en el apartado 6.3.1

La Tabla 6-7 y la Figura 6-1 muestran la evaluación económica y el flujo de caja de la opción N°1

Tabla 6-7 Evaluación económica: Opción N°1

Opción N°1		
Ítem	Unidad	Valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$24.412.443
Flujo Acumulado	\$CLP	\$30.317.461
Tasa interna de retorno (TIR)	%	9,72%
Plazo de recuperación (Payback)	Años	8,5
VAN	\$CLP	\$4.840.850

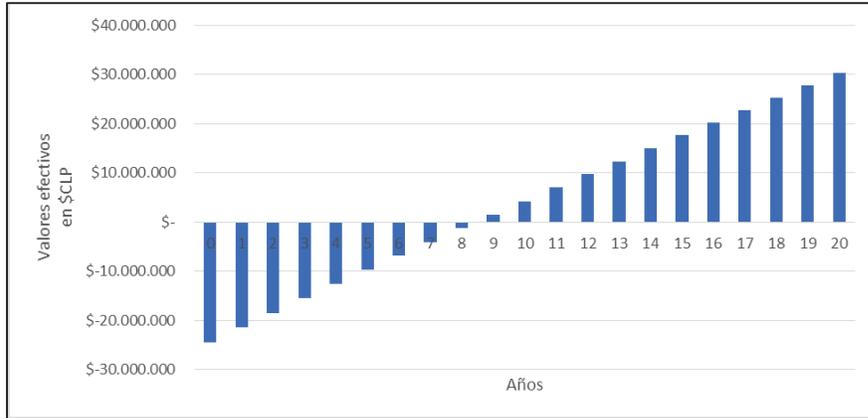


Figura 6-1 Flujo de caja: Opción N°1

La Tabla 6-8 y la Figura 6-2 muestran la evaluación económica y el flujo de caja de la opción N°2

Tabla 6-8 Evaluación económica: Opción N°2

Opción N°2		
Ítem	Unidad	Valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$43.710.930
Flujo Acumulado	\$CLP	\$45.057.048
Tasa interna de retorno (TIR)	%	8,28%
Plazo de recuperación (Payback)	Años	9,4
VAN	\$CLP	\$4.013.098

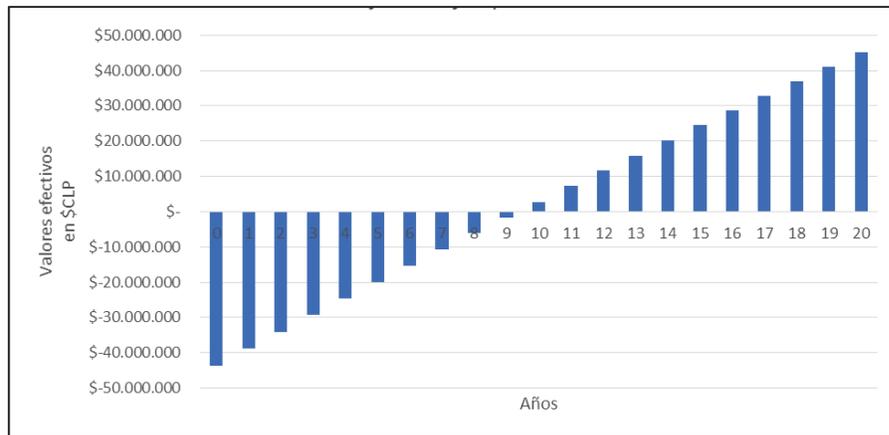


Figura 6-2 Flujo de caja: Opción N°2

6.4 Análisis de sensibilidad

Luego de seleccionada la mejor solución, se realiza un análisis de sensibilidad, que muestra el comportamiento de la inversión ante cambios en ciertas variables, lo que permite tener distintos escenarios para evaluar el riesgo de la realización del proyecto de inversión.

Para el análisis se consideraran 3 variables de riesgo, las cuales pueden modificar los índices de rentabilidad del proyecto, estas variables son las siguientes:

- Precio de la energía: Esta es el principal factor de riesgo ya que de este se basa la remuneración del proyecto. Para el análisis respecto a esta variable se consideraran tres escenarios, uno pesimista con una caída en el precio de un 10%, uno probable donde el precio se mantiene y otro optimista con un aumento del 10%.
- Porcentaje de inversión inicial: Este factor considera el caso de no poseer la capacidad de realizar una inversión inicial del 100% y recurrir a una entidad bancaria para obtener financiamiento. Para la evaluación de este factor se considerara un crédito a 12 años con tasa de interés de 8% anual en tres escenarios, uno con pie inicial de 20%, otro con pie inicial de 50%, y finalmente un escenario con el 100% de inversión inicial.
- Ahorros en cargos de potencia: Este es un factor el cual es intrínseco de la realización del proyecto, es decir, si habrán ahorros por potencia ya que los equipos utilizados en la instalación que requieran potencia eléctrica al mismo tiempo en que el sistema esté generando, la utilizarán de este mismo y no de la red externa, pero es un factor que requiere un estudio en detalle de los equipos internos utilizados en conjunto con una auditoría energética de las instalaciones, que para este trabajo no está considerada, pero se evaluarán tres escenarios, uno pesimista, con 0% de ahorros, uno probable con 10% de ahorros y otro optimista con un 20% de ahorros por potencia eléctrica.

6.4.1 Sensibilidad respecto al precio de la energía

La Tabla 6-9 muestra los distintos escenarios respecto a la variación en el precio de la energía y como afecta en los parámetros de rentabilidad, donde se puede ver que a pesar de tener un panorama pesimista, aun así se tiene un VAN positivo el cual hace que sea una decisión de inversión válida.

Tabla 6-9 Análisis de sensibilidad: Precio de la energía

Variación del precio de la energía		-10%	0%	+10%
Ítem	Unidad	Valor	Valor	Valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$24.412.443	\$24.412.443	\$24.412.443
Flujo Acumulado	\$CLP	\$24.913.149	\$30.317.461	\$35.721.773
Tasa interna de retorno (TIR)	%	8,21%	9,72%	11,17%
Plazo de recuperación (Payback)	Años	9,4	8,5	7,7
VAN	\$CLP	\$2.114.639	\$4.840.850	\$7.567.061

6.4.2 Sensibilidad respecto a la inversión inicial

La Tabla muestra la sensibilidad respecto a la inversión inicial, como se puede ver, el VAN disminuye al reducir la inversión inicial, pero no se hace negativo, incluso al hacer una inversión inicial del 20% el proyecto es rentable. Además se puede notar que la TIR aumenta al reducir la inversión inicial, por lo que se tienen dos criterios (VAN y TIR) que se comportan de forma distinta al variar la inversión inicial, pero aun así el proyecto es rentable por lo que se recomienda que el cliente decida el porcentaje de inversión inicial que realizará considerando su capacidad de deuda y liquidez al momento de hacer la inversión.

Tabla 6-10 Análisis de sensibilidad: Inversión inicial

Ítem	Porcentaje de inversión inicial	Unidad	20%	50%	100%
			Valor	Valor	Valor
Inversión Inicial		\$CLP	\$4.882.489	\$12.206.222	\$24.412.443
Costo total de la inversión		\$CLP	\$35.980.820	\$31.642.679	\$24.412.443
Flujo Acumulado		\$CLP	\$17.567.347	\$22.348.640	\$30.317.461
Tasa interna de retorno (TIR)		%	11,20%	10,30%	9,72%
Plazo de recuperación (Payback)		Años	13,2	10,3	8,5
VAN		\$CLP	\$3.125.040	\$3.768.468	\$4.840.850

Sensibilidad respecto al ahorro por potencia

La muestra tres escenarios respecto al ahorro por potencia, siendo todos favorables considerando al escenario de base calculado, ya que si bien con la información actual no se puede asegurar ni valorizar esta variación positiva de ahorro, si se sabe que estará presente en mayor o menor medida.

Tabla 6-11 Análisis de sensibilidad: Ahorro por potencia

Ítem	Porcentaje de ahorro por potencia	Unidad	0%	10%	20%
			Valor	Valor	Valor
Inversión Inicial		\$CLP	\$24.412.443	\$24.412.443	\$24.412.443
Flujo Acumulado		\$CLP	\$30.317.461	\$35.553.978	\$40.790.495
Tasa interna de retorno (TIR)		%	9,72%	11,09%	12,41%
Plazo de recuperación (Payback)		Años	8,5	7,7	7,1
VAN		\$CLP	\$4.840.850	\$7.433.174	\$10.025.498

7 Proyecto a realizar

En este apartado se muestran las características técnicas y económicas del proyecto a realizar, luego de los estudios de factibilidad técnica y económica previamente realizados, además de las imágenes de la simulación 3D mediante el software PvSol en las Figura 7-3 y Figura 7-4.

La Tabla 7-1 muestra los datos técnicos generales y la Tabla 7-2 muestra los datos económicos generales del proyecto.

Tabla 7-1 Datos técnicos generales

Ítem	Unidad	Valor
Capacidad instalada	kWp	28,08
Número de módulos FV	-	108
Número de inversores	-	2
Generación estimada anual	kWh	45.952
Coefficiente de rendimiento	%	79,4%
Rendimiento anual específico	kwh/kwp	1636,47
Porcentaje de energía no inyectada	%	73,5%

Tabla 7-2 Datos económicos generales

Ítem	Unidad	Valor
Inversión Inicial	\$CLP	\$24.412.443
Flujo Acumulado	\$CLP	\$30.317.461
Tasa interna de retorno (TIR)	%	9,72%
Plazo de recuperación (Payback)	Años	8,5
VAN	\$CLP	\$4.840.850

Además de las tablas de datos, se presenta en la Figura 7-1, el gráfico que muestra la generación mensual de energía y su utilización en las instalaciones, además en la Figura 7-2 se muestra la energía generada por el sistema de forma anual en un periodo de 20 años, estos gráficos son entregados por el software PvSol.

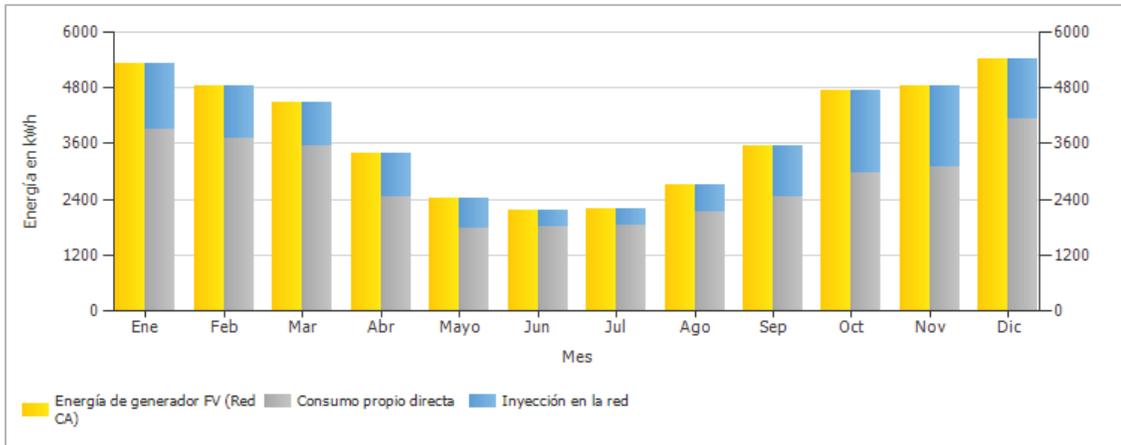


Figura 7-1 Gráfico de utilización de la energía fotovoltaica

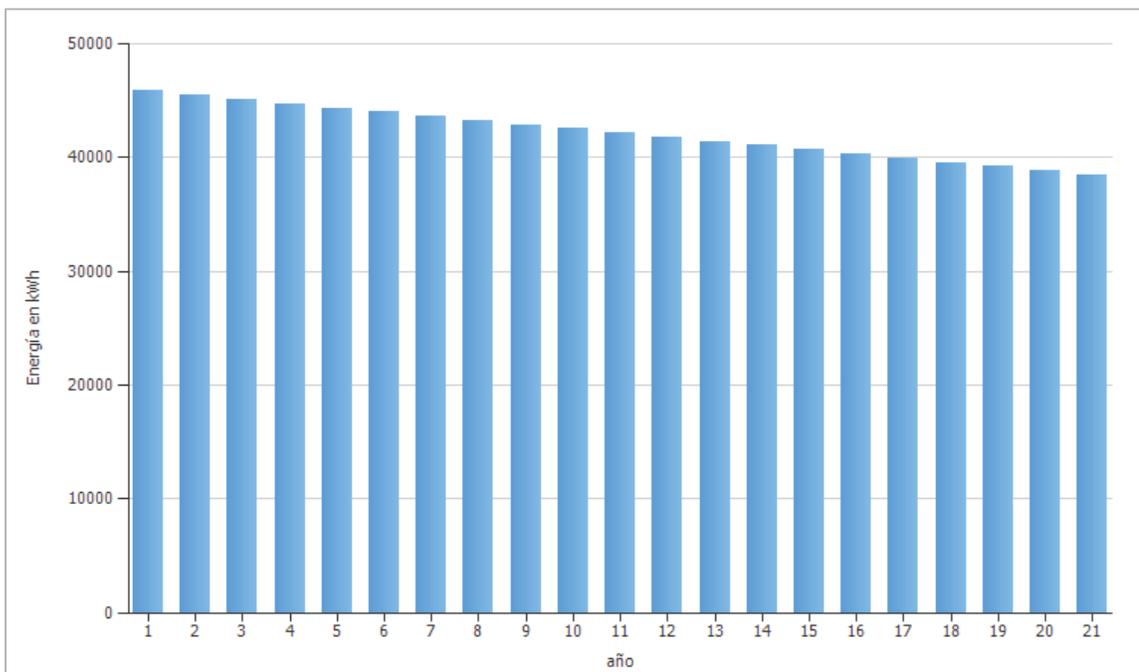


Figura 7-2 Gráfico de energía generada anual



Figura 7-3 Vista en planta del proyecto

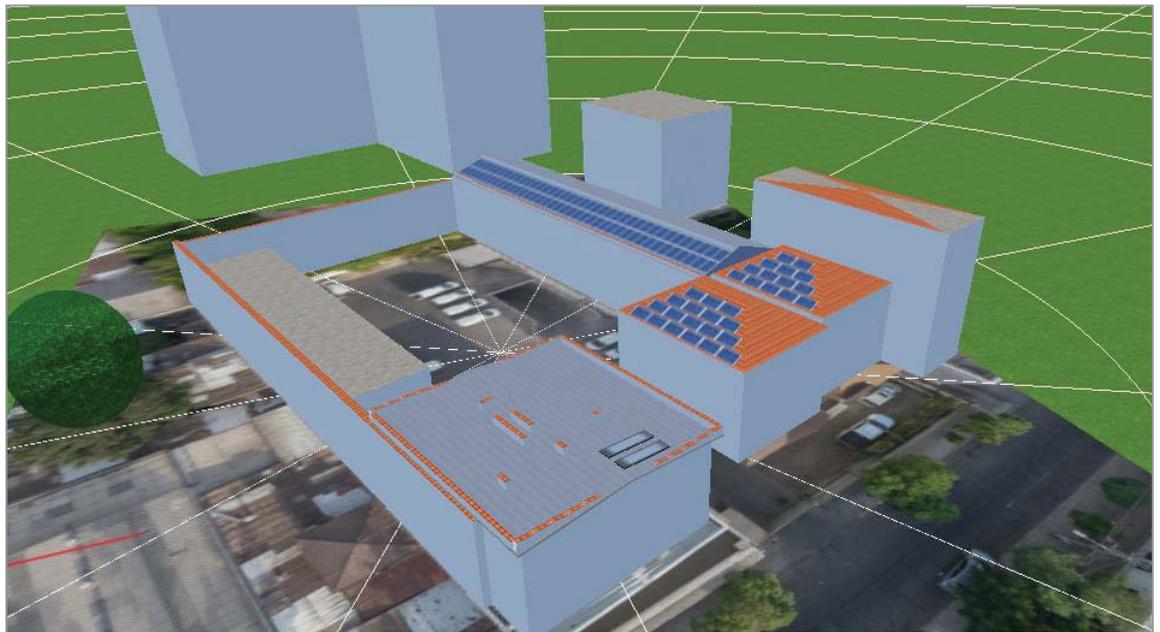


Figura 7-4 Vista oeste del proyecto

Discusión y conclusiones

Actualmente existe un nuevo y creciente nicho dentro de la generación de energía eléctrica, la “Generación Distribuida” o “Netbilling”, el cual permite que pequeñas centrales de energías renovables no convencionales, puedan ingresar a los sistemas eléctricos siendo una buena oportunidad para hogares y empresas.

Para este proyecto se ha seleccionado realizar una planta fotovoltaica on grid, tipo netbilling, debido a sus características y del emplazamiento del proyecto, el cual está conectado a la red local de distribución.

Dentro de las configuraciones propuestas para un sistema on grid, se ha desestimado la utilización de sistema de almacenamiento de energía en baterías, ya que debido a la ubicación del emplazamiento, el cual está conectado a la red de distribución cuyos índices de calidad de suministro SAIDI [19] en los últimos dos años son de 207 y 230 minutos (tiempo interrumpido total promedio por cliente), no justifica aumentar los costos del sistema para cubrir estos tiempos mínimos en los cuales operaría, ya que además, actualmente se cuenta con un generador de respaldo para estas contingencias.

El sistema de netbilling es una modalidad relativamente nueva en la cual nuevos actores, como pymes, industrias, empresas y hogares pueden participar del mercado eléctrico a niveles locales de distribución, logrando agregar valor a sus espacios ociosos de forma sustentable y casi sin necesidad de mantención, pudiendo generar su propia energía eléctrica, a la vez que pueden inyectar sus excedentes a la red.

Para poder realizar un proyecto en el marco de la Ley 20.571, es necesario conocer sus ventajas y limitaciones. Su principal ventaja es que la valorización de la energía es la misma en consumo e inyección, es decir se inyecta al mismo valor que se compra.

Las desventajas que se tiene en la actualidad (primer semestre del año 2018) de tener un proyecto en netbilling, es la limitación solo a 100 kilowatts y la incertidumbre por las recientes modificaciones, las cuales limitan y afectan directamente a la remuneración del proyecto debido al alto riesgo de invertir sin saber si el proyecto será rentable.

Debido a lo anterior es necesario definir escenarios en los cuales el proyecto se realizará con las recientes modificaciones, estos escenarios deben ser definidos previos al proceso constructivo y de inicio del proyecto.

Respecto al reglamento de la Ley 20.571, se tiene un procedimiento claro a seguir para lograr la conexión del proyecto con la red de distribución, este es entregado por la Superintendencia de electricidad y combustibles, el cual entrega todos los documentos, plazos e instructivos para lograr llevar a cabo el trámite de conexión.

La Superintendencia de electricidad y combustibles, además entrega un instructivo técnico, este tiene como objetivo acotar los requerimientos que se deben seguir para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas a ser conectadas a la red de distribución.

El instructivo técnico tiene utilidad al momento de la ingeniería conceptual, para poder diseñar el sistema y saber a grandes rasgos las necesidades y equipamiento necesario a utilizar dependiendo del tipo de proyecto y rango de capacidad instalada. Además su utilidad continúa en el proceso de ingeniería de detalles ya que entrega todas las instrucciones y requerimientos a tener en cuenta para el montaje, pruebas y puesta en servicio del sistema de generación.

Del levantamiento estructural, se encontraron 5 edificaciones potenciales para la instalación del sistema fotovoltaico, todas con distintas características que requieren realizar una configuración de módulos fotovoltaicos y soportes específica para cada una de ellas.

El levantamiento eléctrico permite conocer los límites en potencia del sistema fotovoltaico, además de conocer el sistema eléctrico actual de la locación, al cual se va a acoplar el generador fotovoltaico, para así diseñar y entregar las soluciones necesarias para el correcto funcionamiento y conexión del sistema.

En la realización de la simulación mediante software es necesario utilizar todos los datos obtenidos en los levantamientos previos ya que esto permite realizar un diseño correcto y lo más cercano a la realidad.

Para el diseño del sistema, es útil la utilización de subsistemas modulares, ya que los sistemas en generación distribuida generalmente están condicionados por las estructuras de las instalaciones, las que varían en orientaciones, inclinaciones, sombreado etc. Por lo que los subsistemas permiten agrupar los sectores utilizados con características similares para así ser diseñados y analizados de forma individual. Esto además de las ventajas en el diseño entrega flexibilidad al sistema general respecto a cambios en la capacidad a instalar, ya sea por limitaciones de presupuesto, constructivas, normativas, etc.

Durante el segundo semestre del año 2018 fueron aprobadas modificaciones a la ley 20.571, las cuales se enfocan en que los proyectos de generación distribuida se dimensionen para el autoconsumo, limitando los excedentes que con la ley antigua podían ser vendidos. A pesar de que existen tramos en los cuales se permite la venta de excedentes, esto no es válido para el proyecto de este trabajo.

Uno de los puntos a favor de las modificaciones aprobadas es la posibilidad de traspasar los excedentes a otras propiedades del cliente, ya que esto permite sobredimensionar el proyecto en una locación para cubrir el gasto de electricidad de otras propiedades pertenecientes al mismo cliente en la misma zona de concesión de distribución.

Para el caso de este proyecto en primer lugar se debieron cumplir varios criterios para la elección de construcción de los subsistemas modulares diseñados, siendo el más importante el dimensionamiento para el autoconsumo,

El estudio de factibilidad económica permite en este proyecto evaluar las distintas opciones posibles a realizar y elegir la mejor solución para obtener mejores beneficios económicos, para ello fue necesario cumplir varios criterios de prioridad para la construcción de los subsistemas y así elegir los más rentables para la construcción.

Para el dimensionamiento final del proyecto se tomó la decisión entre dos opciones, de las cuales se seleccionó por el criterio del VAN, la opción más rentable, siendo esta la construcción de los subsistemas de las casas y el tejado norte del galpón.

El análisis de sensibilidad permite analizar el comportamiento de los flujos de caja ante distintas condiciones, para así evaluar el riesgo de la inversión, y este muestra que el proyecto sigue siendo rentable ante condiciones adversas y puede ser mucho más atractivo en condiciones favorables.

Luego del estudio de la normativa, sus modificaciones, además de los estudios de factibilidad técnica y económica se puede decir que un proyecto más grande no es siempre más rentable, especialmente cuando las modificaciones a la ley presenta la restricción para el autoconsumo y la norma técnica presenta la exigencia de pasillos técnicos y memoria estructural para proyectos sobre 30[kW] instalados, lo que aumenta los costos fijos y variables de los proyectos.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, «Anuario Estadístico de Energía,» [En línea]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/07/AnuarioCNE2015_vFinal-Castellano.pdf.
- [2] Ministerio de Energía, «Energía 2050,» [En línea]. Available: <http://www.energia2050.cl/es/>.
- [3] Ministerio de Energía, «Techos solares públicos,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/techossolares/>.
- [4] The World Bank & International Finance Corporation, «Global Solar Atlas,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info>.
- [5] Energy Transition, «Energytransition Fotovoltaica,» [En línea]. Available: <https://book.energytransition.org/es/node/22>.
- [6] Biblioteca del congreso nacional, «DFL-4,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>.
- [7] Biblioteca del congreso nacional, «Ley 20571,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211&r=1>.
- [8] Biblioteca del congreso nacional, «DS-71,» [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>.
- [9] Biblioteca del congreso nacional, «Tramitación ley 20571,» [En línea]. Available: http://www.senado.cl/appsenado/templates/tramitacion/index.php?boletin_ini=8999-08.

-
- [10] Ministerio de energía, «Modificaciones a la ley 20571,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/modificaciones-la-ley-20571-de>.
- [11] Empresas Eléctricas A.G, «Cambios en la ley net billing,» [En línea]. Available: <https://www.electricas.cl/cambio-en-ley-de-net-billing-estimamos-que-cualquier-saldo-a-favor-de-un-cliente-por-inyecciones-debe-ser-debidamente-remunerado/>.
- [12] ACESOL, «Resumen de cambios aprobados a la ley 20571,» [En línea]. Available: <https://acesol.cl/noticias/item/1384-ley-netbilling-ley-20-571-resumen-de-puntos-más-importantes-de-modificación,-a-partir-de-informe-de-comisión-de-cámara-de-diputados.html>.
- [13] SEC, «Diagrama de conexión ley 20571,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/sitioweb/imagenes/netbilling/Proceso_de_Ley20571-2017.png.
- [14] SEC, «Instructivo técnico,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819722&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [15] S. Carrasco, «Catastro datos Tesis,» 2018. [En línea]. Available: <https://drive.google.com/drive/folders/14Afz1AcwUKGWuWzCWlhOfvfgUaMf9Ypp?usp=sharing>.
- [16] Ministerio de Energía-Universidad de Chile, «Explorador Solar,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>.
- [17] Valentin software, «Pvsol,» [En línea]. Available: <https://www.valentin-software.com/es/productos/pvsol>.
- [18] SEC, «Diseño sistemas fotovoltaicos,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,6071695,33_6121714&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [19] ENEL DISTRIBUCION, «Memoria anual Enel Distribucion Chile 2017,» Santiago de Chile, 2017.

A Modificaciones propuestas a la ley 20.571

Este apéndice muestra es estudio de las modificaciones propuestas [9] a la ley 20.571 durante el mes de enero de 2018.

A.1 Modificaciones

Frase o palabra agregada, o que reemplaza a otra: **Se destaca en negrita**

Frase o palabra eliminada: ~~Es tachada de esta forma.~~

Instrucción de modificaciones:

Artículo 149 bis.-

Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

Se entenderá por energías renovables no convencionales aquellas definidas como tales en la letra

aa) del artículo 225 de la presente ley. Asimismo, se entenderá por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra

ac) del mismo artículo.

Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones Y el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que

deban realizarse a la red. ~~y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.~~

~~La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.~~ **La capacidad instalada y la inyección de excedentes permitidas por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución, o en cierto sector de ésta, se determinarán según criterios de seguridad operacional, de configuración y uso eficiente de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros, según lo que determine el reglamento y la normativa técnica. La capacidad instalada por cada inmueble o instalación de un cliente o usuario final no podrá superar los 300 kilowatts**

La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio relevante en la magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento. En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo **para efectos de los descuentos a los que hace referencia el inciso siguiente y del pago mencionado en el artículo 149 ter** serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas, las cuales deberán valorizarse del mismo modo que las pérdidas medias a que se refiere el numeral 2 del artículo 182 y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. El reglamento fijará los procedimientos para la valorización de las inyecciones realizadas por los medios de generación a que se refiere este artículo, cuando ellos se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173.

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser reajustados de acuerdo

al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, ~~el mecanismo de pago~~ **el destino** de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, ~~deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.~~ **Podrán, a voluntad del cliente, ser destinados al pago de otras deudas de suministro de energía eléctrica correspondientes a inmuebles de propiedad del mismo cliente, adeudadas por este último al mismo concesionario de servicio público de distribución, siempre y cuando el inmueble desde donde se realizaron las inyecciones sea de propiedad del mismo cliente.**

B Consumos propios

Este apéndice muestra los datos correspondiente a los consumos propios de las instalaciones en las cuales se realizará el proyecto, incluyendo ambos empalmes, cuyos datos generales se encuentran en la Tabla B-1 y los valores de consumos en la Tabla B-2. Además de los datos anteriores la Figura B-1 entrega el promedio mensual de energía consumida durante los años 2015 al 2017.

Tabla B-1 Datos empalmes

Ítem	Unidad	Valor
Potencia conectada empalme 1	kW	90
Potencia conectada empalme 2	kW	20
Tipo empalme	-	Trifásico
Compañía distribuidora	-	Enel Distribución
Comuna	kWh	Providencia
Tarifa energía	\$/[CLP/kWh]	\$61,512
Tarifa transmisión	\$/[CLP/kWh]	\$8,911
Fecha	-	Julio 2018
Promedio anual ambos empalmes	kWh	72.120

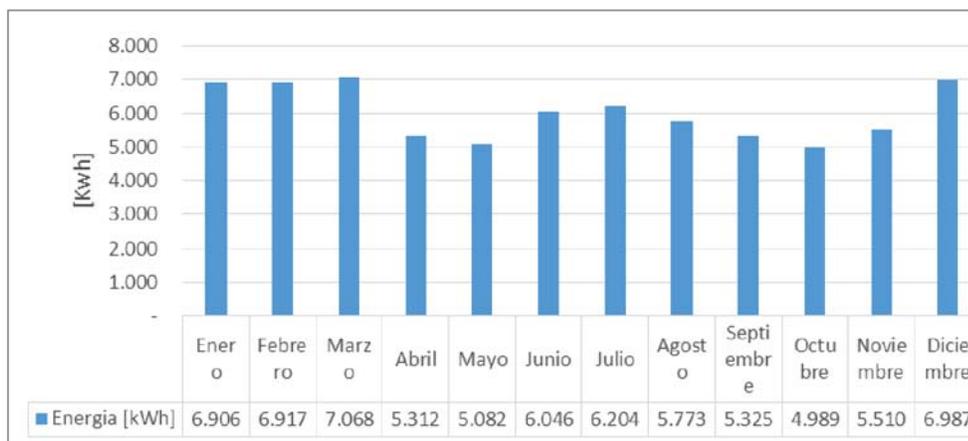


Figura B-1 Promedio mensual de energía consumida

Tabla B-2 Consumos empalmes

Año	Energía consumida [kWh]		
	Mes	Empalme 1	Empalme 2
2017	Enero	5680	1819
2017	Febrero	5520	1844
2017	Marzo	4880	1513
2017	Abril	4080	960
2017	Mayo	4360	1019
2017	Junio	4640	1146
2017	Julio	5040	1072
2017	Agosto	4480	1005
2017	Septiembre	3960	830
2017	Octubre	3480	618
2017	Noviembre	4200	948
2017	Diciembre	5320	1461
2016	Enero	4680	1516
2016	Febrero	5640	1836
2016	Marzo	5560	1825
2016	Abril	4120	1041
2016	Mayo	4120	937
2016	Junio	5000	1312
2016	Julio	4760	1147
2016	Agosto	4600	1028
2016	Septiembre	4120	1028
2016	Octubre	4240	1024
2016	Noviembre	4560	1458
2016	Diciembre	5440	1619
2015	Enero	6120	903
2015	Febrero	5160	752
2015	Marzo	5920	1506
2015	Abril	4760	976
2015	Mayo	4160	649
2015	Junio	5148	893
2015	Julio	5560	1034
2015	Agosto	5200	1006
2015	Septiembre	5080	957
2015	Octubre	4680	924
2015	Noviembre	4400	965
2015	Diciembre	5760	1362

La Tabla B-3 entrega el gasto mensual durante el año 2017 por conceptos de potencia, esta información se utiliza para la realización del análisis de sensibilidad.

Tabla B-3 Gastos por concepto de potencia

Año	Mes	Empalme 1
2017	Enero	\$ 253.453
2017	Febrero	\$ 227.935
2017	Marzo	\$ 205.354
2017	Abril	\$ 171.618
2017	Mayo	\$ 172.513
2017	Junio	\$ 200.974
2017	Julio	\$ 193.951
2017	Agosto	\$ 210.369
2017	Septiembre	\$ 210.198
2017	Octubre	\$ 220.869
2017	Noviembre	\$ 219.875
2017	Diciembre	\$ 235.298

C Datos de equipos

Este apéndice cuenta con los datos técnicos de los equipos principales (módulos fotovoltaicos e inversores) utilizados para la realización del proyecto.

La Figura C-1 muestra los datos correspondiente al módulo fotovoltaico utilizado.

La Figura C-2 muestra los datos correspondientes al inversor de 10[kW] utilizado.

La Figura C-3 muestra los datos correspondientes al inversor de 15[kW] utilizado.

La Figura C-4 muestra los datos correspondientes al inversor de 20[kW] utilizado.



CNBM Solar Polycrystalline 156mm Series (250W-270W)

Characteristics

Max Power Voltage Vmp(V)	30.36	30.4	30.6	30.8
Max Power Current Imp(A)	8.24	8.56	8.66	8.75
Open Circuit Voltage Voc (V)	37.68	37.5	37.7	37.9
Short Circuit Current Isc(A)	8.68	9.12	9.23	9.32
Max Power Pm(W)	250	260	265	270

Temperature Coefficient of Cells

NOCT	45°C±2°C
Temperature Coefficients of Isc (%/°C)	0.053
Temperature Coefficients of Voc (%/°C)	-0.31
Temperature Coefficients of Pmp (%/°C)	-0.41

Mechanical Data

Dimension	1638 x 982 x 40 mm
Weight	18.8kg
No. of Cells and Connections	60 (6 x 10)
Tolerance	0~+5W
Cell	Polycrystalline Cell 156.75 x 156.75 mm
Packing	728 Pcs/40HQ

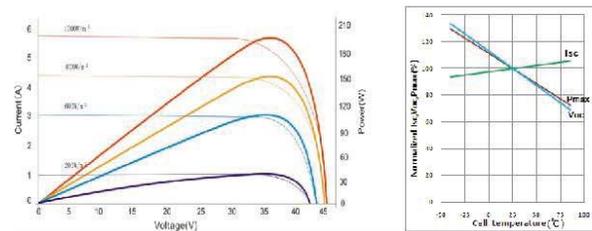
Limits

Operating Temperature	-45 °C to +85°C
Storage Temperature	-45 °C to +85°C
Max System Voltage	1000V

Guarantees

Products Guarantee	10 yrs free from defects in materials and workmanship
Performance Guarantee	No less than 90% within 10yrs and no less than 80% within 25yrs
Certificates	TUV(IEC61215&IEC61730), UL, CE

IV Curve



* The data does not refer to a single module and it is not part of the offer. It is only for comparison only to different module types.

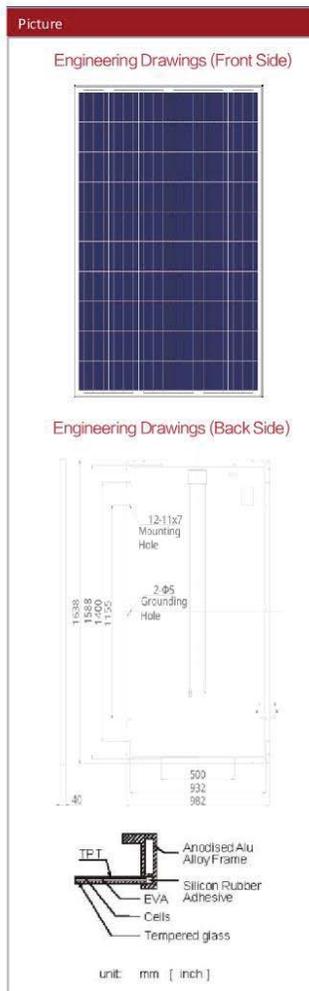


Figura C-1 Datos módulo fotovoltaico

Specification

	BG4KTR	BG4KTR-S	BG5KTR	BG5KTR-S	BG6KTR	BG8KTR	BG10KTR
Input (DC)							
Max. DC input power (W)	4800	4800	5700	5700	7200	9000	11000
Max. DC input voltage (V)	900					1000	
Starting voltage (V) Min. operation voltage (V)	220/180					220/150	
MPPT Range(V) Rated input voltage(V)	200-800/580					200-800/610	
Number of MPPT / String per MPPT	2/1	1/1	2/1	1/1	2/1		
Max. DC current (A) Per MPPT	10x2	12x1	10x2	12x1	10x2	12x2	12.5x2
x Number of MPPT							
DC switch	Optional						
Output (AC)							
Rated output power (W)	4000	4000	5000	5000	6000	8000	10000
Max. AC output current(A)	6.4	6.4	8	8	9.6	12.5	14
Grid voltage range	3/PE, 230/400V, (320-460V) 3/PE, 220/380V, (320-460V)						
Grid frequency range	50Hz(47-51.5Hz) / 60Hz(57-61.5Hz)						
Power factor	-0.8-+0.8 (adjustable)						
THDi	< 3% (at rated power)						
AC output	Three-phase (L1, L2, L3, N, PE)/(L1, L2, L3, PE)						
System							
Cooling method	Natural cooling					Smart cooling	
Max. efficiency	98.10%	98.10%	98.10%	98.10%	98.20%	98.30%	98.30%
Euro-efficiency	97.50%	97.50%	97.60%	97.60%	97.70%	97.80%	97.80%
MPPT efficiency	99.90%						
Protection degree	IP65						
Self-consumption(at night)	<0.5 (W)						
Topology	Transformerless						
Operating temperature range	-25°C ~+60°C (derate after 45°C)						
Relative humidity	0-95%, no condensation						
Protection	PV array insulation protection, PV array leakage current protection, Ground fault monitoring, Grid monitoring, Island protection, DC monitoring, Short current protection etc.						
Noise (dB)	< 30					< 50	
Display and communication							
Display	2.0 inches LCD display, support backlight display						
LCD language	English, Chinese, German, Dutch						
Keyboard	Integrated						
Communication interface	RS485 (standard); WiFi, GPRS200(optional)						
Mechanical parameters							
Dimension (H x W x D mm)	530x360x150					575x360x150	
Weight (kg)	20					23	
Installation	Wall mounting						
Others							
DC terminal	Waterproof terminals						
Grid qualification	IEC 61727(IEC62116) , IEC 60068-2-1: 2007, IEC 60068-2-2: 2007, IEC 60068-2-14: 2009, IEC 60068-2-30: 2005, IEC 61683: 1999, VDE0126-1-1, VDE-AR-N4105, G59/3, G10/11, AS/NZS 4777.2:2015, NB/T 32004-2013, PEA, ZVR						
Safe certificates / EMC certificates	IEC 62109-1 : 2010, IEC 62109-2 : 2011, EN 61000-6-2: 2005, EN 61000-6-3:2007/A1:2011						
Factory warranty	5 years(standard)						

Figura C-2 Datos inversor BG10KTR

Specification

	BG12KTR	BG15KTR	BG17KTR
Input (DC)			
Max. DC input power (W)	14000	18000	19500
Max. DC input voltage (V)		1000	
Starting voltage (V) / Min. operation voltage (V)		200/180	
MPPT Range(V) / Rated input voltage(V)		180-800/610	
Number of MPPT / String per MPPT		2/2	
Max. DC current (A) Per MPPT x Number of MPPT	19x2	21x2	23x2
DC switch		Integrated	
Output (AC)			
Rated output power (W)	12000	15000	17000
Max. AC output current (A)	20	24	28
Grid voltage range	3/PE, 230/400V, (320-460V); 3/PE, 220/380V, (320-460V)		
Grid frequency range	50Hz (47-51.5Hz) / 60Hz (57-61.5Hz)		
Power factor	-0.8~+0.8 (adjustable)		
THDi	< 3% (at rated power)		
AC output	Three-phase (L1, L2, L3, N, PE)(L1, L2, L3, PE)		
System			
Cooling method	Smart cooling		
Max. efficiency	98.20%	98.30%	98.30%
Euro-efficiency	97.60%	97.80%	97.80%
MPPT efficiency	99.90%		
Protection degree	IP65		
Self-consumption(at night)	<0.5 (W)		
Topology	Transformerless		
Operating temperature range	-25°C ~+60°C (derate after 45°C)		
Relative humidity	0-95%, no condensation.		
Protection	PV array insulation protection, PV array leakage current protection, Ground fault monitoring, Grid monitoring, Island protection, DC monitoring, Short current protection etc.		
Noise (dB)	< 50		
Display and communication			
Display	3.5 inches LCD display, support backlight display		
LCD language	English, Chinese, German, Dutch		
Keyboard	Integrated		
Communication interface	RS485 (standard); WiFi, GPRS200 (optional)		
Mechanical parameters			
Dimension (H x W x D mm)	610x480x230		
Weight (kg)	38		
Installation	Wall mounting		
Others			
DC terminal	Waterproof terminals		
Grid qualification	DIN VDE 0 126-1-1: 2013, VDE-AR-N 4105: 2011, DIN VDE V 0124-100: 2012, IEC 61727(IEC62116) , AS/NZS 4777.2: 2015, NB/T32004-2013, IEC 60068-2-1: 2007, IEC 60068-2-2: 2007, IEC 60068-2-14: 2009, IEC 60068-2-30: 2005, IEC 61683: 1999, C10/11: 2012		
Safe certificates / EMC certificates	IEC 62109-1 : 2010, IEC 62109-2 : 2011, EN 61000-6-2: 2005, EN 61000-6-3:2007/A:1:2011		
Factory warranty	5 years(standard)		

Figura C-3 Datos inversor BG15KTR



Specification

	BG20KTR	BG25KTR	BG30KTR	BG33KTR	BG35KTR	BG40KTR-HV	BG 50KTR-HV
Input (DC)							
Max. DC input power (W)	20800	28000	33000	36000	38000	42800	53000
Max. DC input voltage (V)	1000						1100
Starting voltage (V) / Min. operation voltage (V)	300/280						200/150
MPPT Range(V) / Rated input voltage(V)	280 - 800/610						200-900/750
Number of MPPT / String per MPPT	2/3			2/4			2/5
Max. DC current (A) Per MPPT x Number of MPPT	25x2	30x2	33x2	33x2	33x2	33x2	42x2
DC switch	Integrated						
Output (AC)							
Rated output power (W)	20000	25000	30000	33000	35000	40000	50000
Max. AC output current(A)	32	40	48	48	48	48	53
Grid voltage range	3/N/PE,230/400V, (320-460V); 3/N/PE,220/380V, (320-460V)				3/N/PE,243/400V, 3/N/PE,277/480V, (357-483V)		3/N/PE,310/540V, 459-594Vac
Grid frequency range	50Hz (47-51.5Hz) / 60Hz (57-61.5Hz)						
Power factor	-0.8~+0.8 (adjustable)						
THDi	< 3% (at rated power)						
AC output	Three-phase (L1, L2, L3, N, PE)/(L1, L2, L3, PE)						
System							
Cooling method	Smart cooling						
Max. efficiency	98.40%	98.40%	98.50%	98.50%	98.50%	98.60%	98.60%
Euro-efficiency	98.00%	98.00%	98.00%	98.10%	98.10%	98.20%	98.20%
MPPT efficiency	99.90%						
Protection degree	IP65						
Self-consumption(at night)	<0.5 (W)						
Topology	Transformerless						
Operating temperature range	-25 °C ~+60 °C(derate after 45 °C)						
Relative humidity	0-95% , no condensation						
Protection	PV array insulation protection, PV array leakage current protection, Ground fault monitoring, Grid monitoring, Island protection, DC monitoring, Short current protection etc.						
Noise (dB)	< 50						
Display and communication							
Display	3.5 inches LCD display, support backlit display						LED display
LCD language	English, Chinese, German, Dutch						/
Keyboard	Integrated						/
Communication interface	RS485 (standard) ; WiFi, GPRS200(optional)						RS485(standard), WiFi, Etherne(optional), PLC carrier communication (optional)
Mechanical parameters							
Dimension (H x W x D mm)	660x520x250						645x660x425
Weight (kg)	52						57
Installation	Wall mounting						
Others							
DC terminal	Waterproof terminals						
Grid qualification	DIN VDE 0126-1-1: 2013, VDE-AR-N 4105: 2011, DIN VDE V 0124-100: 2012, IEC 61727(IEC62116) , AS/NZS 4777.2: 2015, NB/T32004-2013, IEC 60068-2-1: 2007, IEC 60068-2-2: 2007, IEC 60068-2-14: 2009, IEC 60068-2-30: 2005, IEC 61683: 1999, C10/11: 2012, G59/3-2: 2015, EN 50438: 2013, Leader, ZVRT, PEA						
Safe certificates / EMC certificates	IEC 62109-1 : 2010, IEC 62109-2 : 2011, EN 61000-6-2: 2005, EN 61000-6-3:2007/A1:2011						
Factory warranty	5 years(standard)						

Figura C-4 Datos inversor BG20KTR

D Glosario

Anti-isla

Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.

Azimut

Angulo respecto del norte en que está rotado el modulo fotovoltaico.

Capacidad instalada

Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts

Capacidad instalada permitida

Capacidad del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.

Diodo de bloqueo

Es un diodo utilizado para impedir el flujo inverso de corriente hacia la fuente del circuito fotovoltaico.

Empresa distribuidora

Empresa concesionaria del servicio público de distribución de electricidad o todo aquel que preste el servicio de distribución de electricidad utilizando bienes nacionales de uso público.

Equipamiento de generación

Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un Usuario o Cliente Final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

GIS

Sistema de Información geográfica.

GL

Unidad global, utilizada para los cuadros de precios.

Isla

Condición en la cual una parte del área de un sistema eléctrico de potencia (SEP) está energizado solamente por uno o más EG, estando esta parte eléctricamente separada del resto del SD.

MPPT

Seguidor de punto de máxima potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y la corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.

Netbilling

Es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales y cogeneración eficiente. Esta Ley, conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora.

Payback

El payback o plazo de recuperación de la inversión, es la cantidad de periodos que demora un proyecto en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja.

Protección de Red e Instalación (Protección RI)

Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento, cuando al menos un valor de operación de la red de distribución, se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección, esta puede estar integrada en el inversor o ser externa al inversor.

La protección RI que se encuentra fuera del inversor deberá ser sellada y protegida por una contraseña de seguridad, la cual no debe ser conocida por el usuario o cliente final. Esta protección se emplea cuando el inversor no la trae internamente, no puede mostrar su configuración o no se puede configurar según la normativa técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

SEC

Superintendencia de electricidad y combustibles.

String

Circuito conformado por varios módulos fotovoltaicos conectados en serie.

TIR

La TIR o tasa interna de retorno es la tasa real que proporciona un proyecto de inversión y es aquella que al ser utilizada como tasa de descuento en el cálculo de un VAN dará como resultado 0.

Unidad generadora

Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, como por ejemplo, un panel fotovoltaico

Usuario o cliente final

Aquella persona, natural o jurídica, que acredite dominio sobre el inmueble y se encuentre sujeto a fijación de precios, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos.

E Planos

Este apéndice cuenta con las figuras correspondientes a los planos eléctricos del proyecto realizado.

El plano presentado en la Figura E-1 corresponde al diseño preliminar del sistema, incluyendo todos los subsistemas inicialmente considerados.

El plano presentado en la Figura E-2 corresponde al plano considerando el diseño final del proyecto.

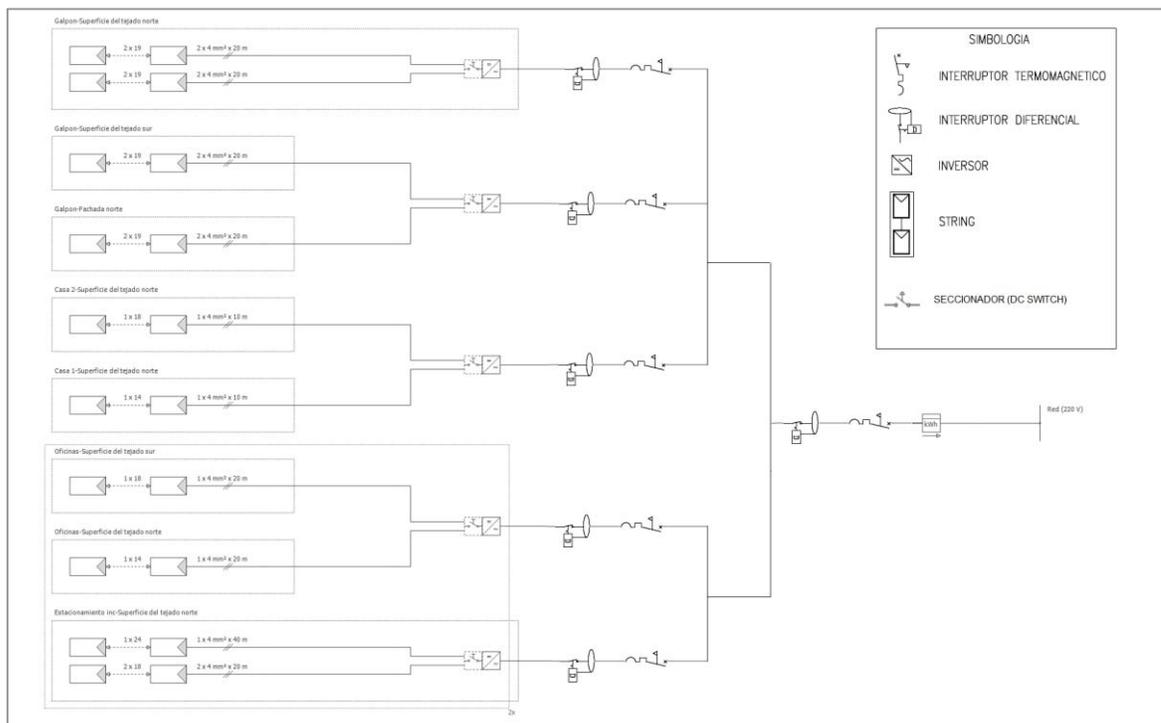


Figura E-1 Plano eléctrico preliminar

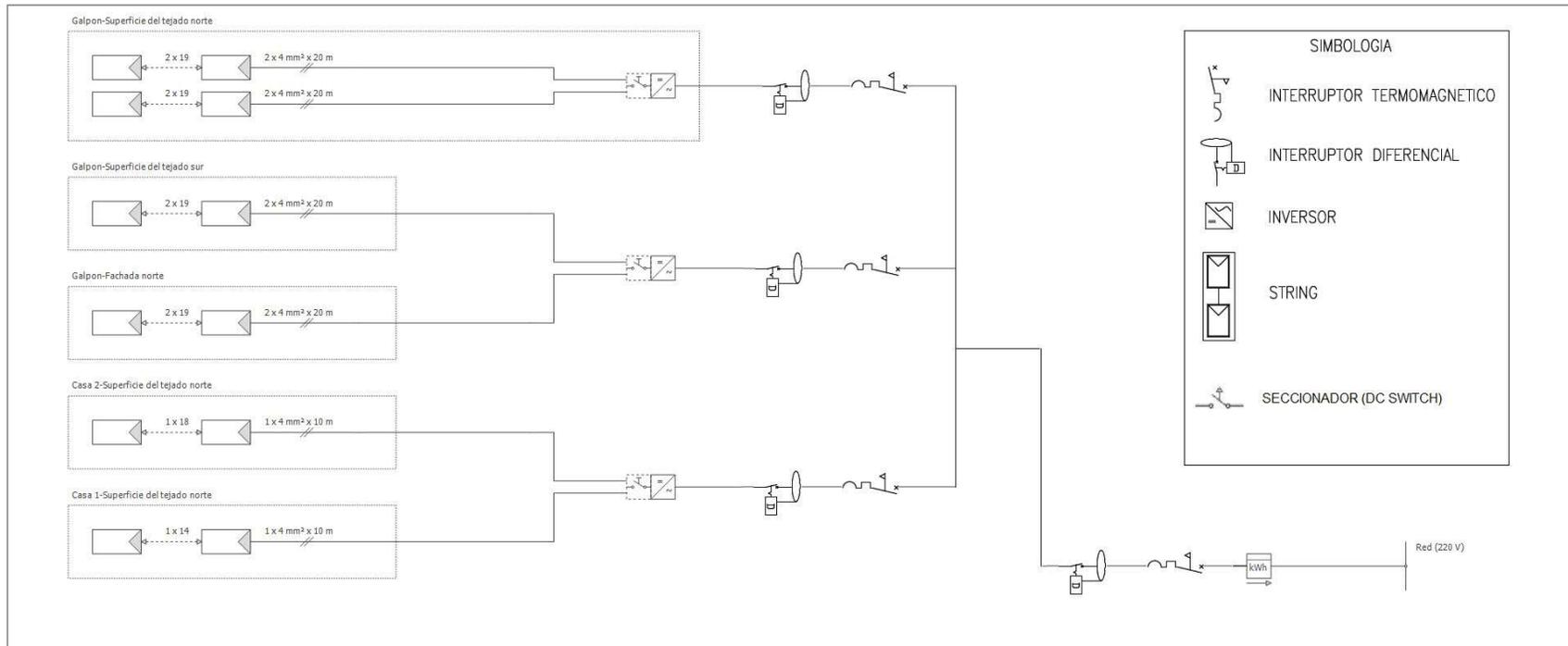


Figura E-2 Plano eléctrico diseño final