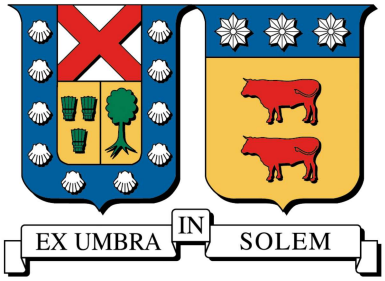
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENERÍA MECÁNICA
VALPARAISO - CHILE



DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA AHORRAR EL CONSUMO ENERGÉTICO DE UN HOGAR INTELIGENTE CON UN VEHÍCULO ELÉCTRICO

JAVIER IGNACIO SALLES MARDONES

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO
MENCIÓN ENERGÍA

PROFESOR GUÍA : DR. ING. ALEX FLORES M.
PROFESOR CORREFERENTE : DR. ING. MOHAMED ABDELHAMID A.

DICIEMBRE 2021

Agradecimientos . . .

A mis abuelos maternos, por ayudar a mis padres cuando partieron de cero, y a mis abuelos paternos, que sé que me cuidan desde algún lado.
A mis padres, que lo dieron todo por mí durante estos años, y siempre confiaron en que iba a salir adelante.
A mis hermanos, que estuvieron presentes y me acompañaron en los momentos más difíciles.
A mis sobrinos, que me alegraron el día cuando más lo necesitaba.
A mis tíos y primos, que me aconsejaron y son un ejemplo de superación.
A la familia Gomez-García y a una persona en especial, quienes me recibieron y apoyaron durante estos últimos años.
A mis amigos, profesores y a todas las personas que me acompañaron y fueron parte de esta larga aventura, la cual estuvo llena tanto de buenos como malos momentos, pero que me enseñó a levantarme una y otra vez, porque es el único camino.
Por último, me gustaría agradecer a la Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo (ANID), Proyecto Fondecyt de Iniciación en Investigación 2020, Project ID 11200178, por el apoyo a esta investigación.

Abstracto

La presente tesis de memoria nos entrega, en primera instancia, una perspectiva general sobre la aplicación de sistemas de generación local fotovoltaica a nivel residencial, los cuales han ido ganando terreno con el paso de los años. Entre las causas, podemos nombrar por un lado, al aumento de la demanda energética que presenta la carga de los vehículos eléctricos a nivel residencial, y que se traduce en un gran problema cuando se genera un sobreconsumo a nivel de la red eléctrica, lo cual podría provocar grandes daños a la infraestructura eléctrica. De esta forma, una manera de mitigar este impacto es a través de sistemas inteligentes de gestión energética, junto con la generación distribuida fotovoltaica, lo cual además, presenta beneficios económicos para los residentes. Otro factor clave ha sido el aumento de su rentabilidad, lo cual se debe principalmente a la baja en los precios de los componentes fotovoltaicos, como paneles, baterías de almacenamiento, inversores y controladores de carga, y junto a que se han ido desarrollando nuevos productos gracias al fuerte incentivo a la investigación y desarrollo por parte de los fabricantes, lo que ha permitido la entrada de componentes con mejores parámetros al mercado, como lo son al aumento de las eficiencias, capacidades, entre otros aspectos claves.

Por otro lado, se dimensionan dos sistemas fotovoltaicos, tanto con y sin sistema de almacenamiento en baterías, para un caso de estudio en Viña del Mar, en donde se recolectaron datos reales del consumo energético de un hogar inteligente, y además, se simula la demanda energética que presenta la carga domiciliaria de un vehículo eléctrico Nissan Leaf e+. El dimensionamiento, tanto del arreglo fotovoltaico de paneles como del sistema de almacenamiento en baterías, se realiza en base al mayor consumo diario promedio durante el año, y el cual corresponde al mes más crítico de Julio, debido a que se presentan los mayores niveles de consumo por el uso de sistemas de calefacción. De esta forma, se considera que el sistema fotovoltaico debe ser capaz de generar como mínimo la energía consumida en el hogar, mientras que el banco de baterías debe tener la capacidad de almacenar como mínimo la energía requerida para suplir el consumo diario durante un día de autonomía. Para comparar los distintos escenarios, se asume un perfil constante de consumo diario en ambos casos, y el cual se obtiene a partir de la recopilación de registros históricos sobre el consumo energético indicado por la empresa distribuidora en las tarifas mensuales de electricidad en el hogar, desde Octubre de 2018 hasta Junio de 2021. Luego, para cada sistema fotovoltaico dimensionado, se simula la generación promedio tanto horaria, diaria, mensual y anual, durante los 25 años de vida útil del proyecto, a partir de los datos de radiación global local en el plano inclinado, con un ángulo sobre la horizontal equivalente a la latitud del lugar escogido, obtenidos desde el Explorador Solar del Ministerio de Energía, y los cuales se encuentran abiertos al público y de forma gratuita. Consiguientemente, se asume que la gestión energética en el hogar consiste por un lado, en priorizar el autoconsumo de la energía fotovoltaica para suplir oportunamente la demanda energética del hogar, y utilizar la energía proveniente desde la red eléctrica en el caso de que exista un déficit energético que el sistema fotovoltaico no es capaz de cubrir. Para sistemas con

almacenamiento, el controlador de carga o inversor híbrido, tiene la función de almacenar los excedentes fotovoltaicos en el banco de baterías cuando el consumo energético del hogar es menor a la generación fotovoltaica, para un posterior autoconsumo cuando la demanda energética es mayor a lo generado. De esta manera, se obtienen los resultados económicos para cada dimensionamiento, respectivamente, como el valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de retorno de la inversión o Payback, los cuales nos permiten realizar una comparación entre los distintos escenarios, analizando aspectos como las inversiones requeridas, rentabilidades obtenidas, definir el escenario más óptimo económicamente dependiendo de las expectativas de los residentes, entre otros aspectos. El análisis económico se llevó a cabo considerando un precio de 165 y 88 CLP/kWh de la energía eléctrica proveniente desde la red y la inyectada a esta última, respectivamente, una tasa de descuento del inversionista del 10 %, un impuesto al valor agregado (IVA) del 19 %, un horizonte de 25 años, y sin la consideración de gastos relacionados a la operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Posteriormente, se utiliza el mismo procedimiento anterior para dimensionar seis diferentes escenarios, tanto con y sin almacenamiento, a partir de distintos rangos de superficie disponible en el tejado del hogar para la instalación de los paneles fotovoltaicos, en donde, posteriormente estos se comparan, observando que los casos sin almacenamiento de energía presentan mejores resultados económicos, debido a que se requiere de una menor inversión, y por lo tanto, el período de recuperación de estos es menor. Finalmente, se concluye que el dimensionamiento más óptimo corresponde a una potencia instalada menor a la necesaria para cubrir la demanda energética durante el mes más crítico, debido a que de esta forma existe un mayor autoconsumo, se producen menores excedentes en los períodos de verano y se requiere de una menor inversión, mientras que el déficit energético puede ser suministrado desde la red eléctrica.

Luego, se simulan los dos escenarios dimensionados inicialmente, tanto con y sin almacenamiento en baterías, mediante el software PVsyst, en donde además, se explica el uso de este, los parámetros y consideraciones que se requieren para llevar a cabo la simulación, los resultados obtenidos, proyección durante la vida útil del proyecto, y el análisis de los resultados económicos obtenidos.

Finalmente, en la última sección se detalla el trabajo realizado durante la fase de implementación llevada a cabo dentro de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Casa Central, Valparaíso, en donde se crea un manual de instalación, desmontaje y medición de parámetros, con el fin de servir para futuros fines académicos dentro del Laboratorio B110.

Palabras claves. Sistemas fotovoltaicos, Sistemas de almacenamiento en baterías, Vehículos eléctricos, Superficie disponible, PVsyst.

Abstract

This memory thesis gives us, in the first instance, a general perspective on the application of local photovoltaic generation systems at the residential level, which have been gaining ground over the years. Among the causes, we can name, on the one hand, the increase in energy demand presented by the charging of electric vehicles at a residential level, and which translates into a great problem when overconsumption is generated at the level of the electricity grid, which It could cause extensive damage to the electrical infrastructure. Thus, one way to mitigate this impact is through intelligent energy management systems, together with distributed photovoltaic generation, which would also present economic benefits for residents. Another key factor has been the increase in their profitability, which is mainly due to the fall in the prices of photovoltaic components, such as panels, storage batteries, inverters and charge controllers, and also, to the fact that new ones have been developed products thanks to the strong incentive for research and development by manufacturers, which has allowed the entry of components with better parameters to the market, such as increased efficiencies, capacities, among other key aspects.

On the other hand, two photovoltaic systems are dimensioned, both with and without a battery storage system, for a case study in Viña del Mar, where real data on the energy consumption of a smart home were collected, and in addition, the energy demand presented by the home charge of a Nissan Leaf e + electric vehicle. The sizing, both of the photovoltaic panel arrangement and the battery storage system, is carried out based on the highest average daily consumption during the year, and which corresponds to the most critical month of July, due to the fact that the highest levels of consumption by the use of heating systems. In this way, it is considered that the photovoltaic system must be capable of generating at least the energy consumed in the home, while the battery bank must have the capacity to store at least the energy required to supply the daily consumption during a day of autonomy. To compare the different scenarios, a constant daily consumption profile is assumed in both cases, and which is obtained from the collection of historical records on the energy consumption indicated by the distribution company in the monthly electricity rates at home, from October 2018 to June 2021. Then, for each dimensioned photovoltaic system, the average generation is simulated both hourly, daily, monthly and annually, during the 25-year useful life of the project, based on local global radiation data in the inclined plane, with an angle on the horizontal equivalent to the latitude of the chosen place, obtained from the Solar Explorer of the Ministry of Energy, and which are open to the public and free of charge. Consequently, it is assumed that energy management in the home consists, on the one hand, in prioritizing the self-consumption of photovoltaic energy to supply the home's energy demand in a timely manner, and using the energy from the electricity grid in the event of a deficit energy that the photovoltaic system is not able to cover. For systems with storage, the charge controller or hybrid inverter has the function of storing the photovoltaic surpluses in the battery bank when the energy consumption of the home is less than the photovoltaic generation, for subsequent self-consumption when the energy demand is greater than the

generated. In this way, the economic results are obtained for each dimensioning, respectively, such as the net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and time of return on investment or Payback, which allow us to make a comparison between the different scenarios, analyzing aspects such as required investments, obtained returns, defining the most economically optimal scenario depending on the residents' expectations, among other aspects. The economic analysis was carried out considering a price of 165 and 88 CLP/kWh of the electric energy coming from the grid and that injected to the latter, respectively, an investor discount rate of 10 %, a value added tax (VAT) of 19 %, a horizon of 25 years, and without considering expenses related to the operation and maintenance of the photovoltaic system.

Subsequently, the same previous procedure is used to size six different scenarios, both with and without storage, from different ranges of surface available on the roof of the home for the installation of photovoltaic panels, where, later these are compared, observing that the cases without energy storage present better economic results, due to the fact that a lower investment is required, and therefore, the recovery period of these is shorter. Finally, it is concluded that the most optimal dimensioning corresponds to an installed power lower than that necessary to cover the energy demand during the most critical month, due to the fact that in this way there is greater self-consumption, less surpluses are produced in the summer periods and a lower investment is required, while the energy deficit can be supplied from the electricity grid.

Then, the two initially dimensioned scenarios are simulated, both with and without battery storage, using the PVsyst software, where also, the use of this software, the parameters and considerations required to carry out the simulation, the results obtained, projection during the useful life of the project, and the analysis of the economic results obtained, are explained.

Finally, the last section details the work carried out during the implementation phase carried out within the Universidad Técnica Federico Santa María, Casa Central, Valparaíso, where an installation, disassembly and parameter measurement manual is created, with the in order to serve future academic purposes within Laboratory B110.

Keywords. Photovoltaic systems, Battery storage systems, Electric vehicles, Available surface, PVsyst.

Índice de Contenidos

Abstracto IV

Abstract VI

1. Introducción **1**
1.1. Contexto y motivación 1
1.2. Definición de la problemática 2
1.3. Objetivo General 3
1.4. Objetivos Específicos 3

2. Estado del Arte **4**
2.1. Estándar sobre la gestión energética en una casa inteligente. 4
2.2. Contexto local 4
2.3. Ejemplos de casos implementados 6
2.3.1. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica 7
2.3.2. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con sistema de almacenamiento en baterías 10
2.3.3. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con sistema de almacenamiento en baterías, añadiendo el consumo de vehículos eléctricos 13
2.3.4. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica orientado a la carga de vehículos eléctricos 16
2.3.5. Configuración de sistema híbrido fotovoltaico-eólico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías, orientado para una estación de carga de vehículos eléctricos 20
2.3.6. Configuración de sistema eólico aislado de la red eléctrica con almacenamiento en baterías 22
2.3.7. Tablas resumen de casos implementados 24

3. Caso de estudio: Hogar en Viña del Mar **29**
3.1. Cálculo de sistema fotovoltaico con almacenamiento 29
3.1.1. Paso 1: Cálculo del consumo energético 29
3.1.2. Paso 2: Dimensionamiento arreglo fotovoltaico 33
3.1.3. Paso 3: Dimensionamiento del inversor 41
3.1.4. Paso 4: Tipo de conexión entre paneles fotovoltaicos según restricciones del inversor 43
3.1.5. Paso 5: Superficie requerida 46
3.1.6. Paso 6: Dimensionamiento del banco de baterías 48
3.1.7. Paso 7: Dimensionamiento del cableado eléctrico 50
3.1.7.1. Cálculo conductores de corriente continua 50
3.1.7.2. Cálculo conductores de corriente alterna 53
3.1.8. Paso 8: Protecciones eléctricas 55
3.1.8.1. Cálculo protecciones de corriente continua 55
3.1.8.2. Cálculo protecciones de corriente alterna 57

3.1.8.3. Conexión a tierra . . . 58
3.1.9. Paso 9: Proyección de la generación . . . 59
3.1.10. Paso 10: Análisis económico . . . 66
3.2. Cálculo de sistema fotovoltaico sin almacenamiento . . . 71
3.2.1. Paso 1: Cálculo del consumo energético . . . 71
3.2.2. Paso 2: Dimensionamiento arreglo fotovoltaico . . . 71
3.2.3. Paso 3: Dimensionamiento del inversor . . . 71
3.2.4. Paso 4: Tipo de conexión entre paneles fotovoltaicos . . . 72
3.2.5. Paso 5: Superficie requerida . . . 72
3.2.6. Paso 6: Dimensionamiento del cableado eléctrico . . . 72
3.2.7. Paso 7: Protecciones eléctricas . . . 72
3.2.8. Paso 8: Proyección de la generación . . . 72
3.2.9. Paso 9: Análisis económico . . . 77

4. Dimensionamiento según superficie disponible 80
4.1. Casos con almacenamiento . . . 80
4.1.1. Dimensionamiento con 4 paneles fotovoltaicos . . . 82
4.1.2. Dimensionamiento con 8 paneles fotovoltaicos . . . 82
4.1.3. Dimensionamiento con 12 paneles fotovoltaicos . . . 83
4.1.4. Dimensionamiento con 16 paneles fotovoltaicos . . . 83
4.2. Casos sin almacenamiento . . . 84
4.3. Superficies requeridas . . . 84
4.4. Comparación y análisis económico . . . 86

5. Simulaciones en software PVsyst 91
5.1. Importación de datos de la irradiación local y horizonte de sombras topográficas . . . 91
5.2. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos . . . 92
5.3. Consumo energético . . . 93
5.4. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico. . . . 93
5.5. Dimensionamiento del inversor . . . 94
5.6. Dimensionamiento del banco de baterías . . . 94
5.7. Pérdidas energéticas generadas . . . 95
5.8. Gestión de la energía . . . 97
5.8.1. Caso con almacenamiento de energía . . . 97
5.8.2. Caso sin almacenamiento de energía . . . 100
5.9. Generación proyectada a 25 años . . . 100
5.9.1. Caso con almacenamiento de energía . . . 100
5.9.2. Caso sin almacenamiento de energía . . . 100
5.10. Resultados económicos . . . 103
5.10.1. Caso con almacenamiento de enegía . . . 103
5.10.2. Caso sin almacenamiento de energía . . . 103

6. Fase de implementación 106
6.1. Ubicación geográfica . . . 106
6.2. Espacios disponibles . . . 107
6.3. Datos meteorológicos . . . 108
6.4. Composición del sistema fotovoltaico . . . 110
6.5. Manual de instalación y conexión del sistema . . . 115
6.5.1. Precauciones generales de seguridad . . . 115
6.5.2. Configuración e instalación del controlador de carga . . . 115
6.5.2.1. Recomendaciones previas . . . 115
6.5.2.2. Montaje del cargador solar . . . 116
6.5.2.3. Configuración cargador solar . . . 118
6.5.3. Conexión e instalación del banco de baterías . . . 119
6.5.4. Conexión e instalación del arreglo fotovoltaico . . . 119

6.5.4.1. Instalación de la estructura de soporte . . . 119
6.5.4.2. Conexión de los paneles . . . 120
6.5.4.3. Montaje de los paneles y conexión a tierra . . . 123
6.5.5. Conexión al controlador de carga . . . 123
6.5.6. Instalación y conexión del inversor . . . 125
6.5.6.1. Precauciones en la instalación del inversor . . . 125
6.5.6.2. Instalación del inversor . . . 126
6.5.6.3. Conexión del inversor . . . 126
6.5.6.4. Configuración del inversor . . . 130

7. Conclusiones y Trabajo futuro **131**
7.1. Conclusiones . . . 131
7.2. Trabajo futuro . . . 133

Bibliografía **134**

A. Recolección de datos **138**
A.1. Datos sobre el consumo energético . . . 138
A.2. Datos meteorológicos locales . . . 139
A.2.1. Datos para el dimensionamiento mediante la memoria de cálculo . . . 139
A.2.2. Datos para la simulación en PVsyst . . . 140
A.3. Tarifas de suministro eléctrico local . . . 144

B. Catálogos del fabricante de componentes **145**
B.1. Panel Fotovoltaico utilizado en dimensionamiento . . . 145
B.2. Inversor híbrido . . . 147
B.3. Baterías de almacenamiento . . . 149
B.4. Cableado para instalaciones fotovoltaicas . . . 150
B.5. Cableado para uso industrial . . . 153

C. LICENCIA **156**

Índice de Tablas

2.1. Aplicación según caso de estudio 24
2.2. Resumen de casos implementados de instalaciones de sistemas fotovoltaicos en Chile y el Mundo. 24

3.1. Parámetros principales del vehículo eléctrico. 30
3.2. Parámetros principales del panel fotovoltaico seleccionado. 33
3.3. Parámetros principales del inversor híbrido. 42
3.4. Parámetros principales de la batería de ciclo profundo seleccionada. 49

4.1. Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 4 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento. 82
4.2. Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 8 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento. 83
4.3. Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 16 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento. 84

5.1. Parámetros globales del sistema fotovoltaico. 94

6.1. Parámetros de los paneles fotovoltaicos adquiridos. 111
6.2. Parámetros del controlador de carga. 112
6.3. Parámetros de las baterías. 113
6.4. Parámetros del inversor. 114
6.5. Componentes de cableado y conexión del kit solar fotovoltaico adquirido. 114

A.1. Tarifa de suministro eléctrico local. 144

Índice de Figuras

2.1. Esquema general de un sistema de gestión de energía o HEMS, el permite gestionar de manera eficiente tanto la energía generada como consumida, y con el fin de obtener el máximo beneficio económico, cubrir las preferencias del usuario u otras necesidades locales. 5
2.2. Megatendencias energéticas en Chile 6
2.3. Esquema general de una mini red eléctrica, en donde se tienen diferentes tipos de edificaciones, como también distintas fuentes de energía. 7
2.4. Esquema de la configuración de un Sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 8
2.5. Resultados y comparación de los datos simulados de la energía generada y el consumo energético de la biblioteca USM. 9
2.6. Potencia demandada por una casa en particular, durante la tarde del 22 de Abril de 2015. . . 10
2.7. Esquema de la configuración de un Sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 11
2.8. Curvas sobre la energía consumida a partir de la red eléctrica, generada por el sistema fotovoltaico y la almacenada en el sistema de baterías. 12
2.9. Curva de consumo energético, generación fotovoltaica y excedentes producidos para la casa 3. 13
2.10. Esquema de la configuración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías y el consumo de un vehículo eléctrico. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 13
2.11. Gráficos de la potencia demandada para distintos casos de la casa Zero-energy. 15
2.12. Esquema de la configuración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica orientado a la carga de vehículos eléctricos. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 16
2.13. a) Carga de la red eléctrica. b) Generación Fotovoltaica. c) Potencia demandada de los vehículos eléctricos. 18
2.14. Curvas de consumo para distintos casos, tomando en consideraicón la carga base, generación fotovoltaica y demanda del vehículo eléctrico. 18
2.15. Simulación del consumo energético de la carga no controlable, vehículos eléctricos, y la generación fotovoltaica, para un período de 24 horas. Las líneas punteadas corresponde a los horarios en donde el vehículo está en funcionamiento. 19
2.16. Esquema de la Configuración de sistema híbrido fotovoltaico-eólico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías, orientado para una estación de carga de vehículos eléctricos. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 20
2.17. Curvas sobre la demanda y la generación de energía a partir de los componentes de una estación de carga rápida. 21
2.18. Esquema de la configuración de sistema eólico aislado de la red eléctrica con almacenamiento en baterías. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. 22

3.1. Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora inversor híbrido para la conversión de corriente continua a alterna y controlar la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. . . . 30
3.2. Vehículo eléctrico Nissan Leaf e+. . . . 30
3.3. Gráfico de valores promedios del consumo energético diario total del hogar, incluyendo la demanda energética de la carga del vehículo eléctrico. . . . 32
3.4. Tabulación de datos de promedios históricos mensuales sobre el consumo diario promedio del hogar, consumo diario promedio de la carga del vehículo eléctrico y el consumo diario total. 33
3.5. Energía teórica promedio generada por cada panel fotovoltaico durante cada hora del día durante el mes crítico de Julio. . . . 35
3.6. Tabulación de datos de la temperatura instantánea de la celda fotovoltaica, la pérdida de potencia horaria debido a efectos térmicos en el panel, potencia teórica horaria y la potencia efectiva del panel fotovoltaico para cada hora del día durante el mes de Julio. . . . 38
3.7. Tabulación de datos la potencia horaria efectiva del panel fotovoltaico, el factor de pérdidas aplicado y la energía efectiva horaria generada durante un día de Julio. Adicionalmente, se observa la energía efectiva diaria generada por cada panel fotovoltaico. . . . 40
3.8. Curva ciclos de vida útil v/s Profundidad de descarga de la batería. . . . 50
3.9. Dimensiones y parámetros del cable eléctrico a utilizar, diseñado especialmente para instalaciones fotovoltaicas. . . . 51
3.10. Dimensiones y parámetros del cable eléctrico a utilizar para el tramo entre el banco de baterías y el inversor, diseñado especialmente para aplicaciones industriales. . . . 52
3.11. Extracto de la norma NCh Elec. 4/2003 sobre el porcentaje de ocupación de la canalización del cableado eléctrico. . . . 52
3.12. Energía efectiva generada por cada panel fotovoltaico en cada hora de cada mes durante el primer año de operación. . . . 60
3.13. Energía promedio diaria generada tanto por cada panel como del sistema fotovoltaico. . . . 61
3.14. Energía promedio mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico durante el primer año de operación. . . . 61
3.15. Garantía de producción garantizada por el fabricante del panel fotovoltaico. . . . 61
3.16. Proyección de la generación diaria de cada mes y anual a 25 años por el sistema fotovoltaico, considerando la degradación de los paneles fotovoltaicos. . . . 63
3.17. Proyección de la gestión energética diaria en el hogar durante cada mes durante el ciclo de vida del proyecto. . . . 64
3.18. Proyección de la gestión energética anual en el hogar durante cada mes durante el ciclo de vida del proyecto. . . . 65
3.19. Precio del cableado dimensionado para el sistema fotovoltaico. . . . 66
3.20. Precio de la canalización de tubos PVC dimensionados para el sistema fotovoltaico. . . . 66
3.21. Precio de las protecciones eléctricas CC y CA para el sistema fotovoltaico. . . . 67
3.22. Cálculo del CAPEX para la instalación del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. . . . 67
3.23. Balance del flujo de caja desde 2022 hasta 2033. . . . 69
3.24. Balance del flujo de caja desde 2034 hasta 2046. . . . 70
3.25. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica sin almacenamiento de energía con sólo un inversor. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. . . . 71
3.26. Perfiles promedios de generación fotovoltaica y consumo energético diario durante el mes de Julio. . . . 73
3.27. Proyección de la gestión energética durante los 25 años de operación. . . . 75
3.28. Gráfico de la proyección de la gestión energética a 25 años, en donde se divisa de mejor forma la disminución de los excedentes energéticos. . . . 76
3.29. Cálculo del CAPEX para la instalación del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. 77
3.30. Balance del flujo de caja desde 2022 hasta 2033. . . . 78
3.31. Balance del flujo de caja desde 2034 hasta 2046. . . . 79

4.1. Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora un controlador de carga MPPT para el manejo de la energía generada y la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. 81
4.2. Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora dos inversores híbridos para la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. 81
4.3. Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora dos inversores conectados en paralelo sin almacenamiento de energía. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. 85
4.4. Tabla de superficies disponibles requeridas según cantidad de paneles dimensionados. 85
4.5. Resultados económicos para los seis escenarios depediendo de la superficie disponible, con la limitante establecida. 86
4.6. Resultados económicos promedios para los casos sin almacenamiento, en donde se puede divisar según el número de paneles del sistema fotovoltaico, el CAPEX requerido, la tarifa anual que habría que pagar sin el sistema fotovoltaico, el ahorro total promedio anual debido al autoconsumo y la inyección de excedentes, y finalmente el payback promedio que se podría esperar. 87
4.7. Resultados económicos para los seis escenarios depediendo de la superficie disponible, sin la limitante establecida. 88
4.8. Gráfico de resultados económicos de todos los escenarios dependiendo a la superficie disponible para la instalación, y con o sin la limitante de inyección de excedentes. 90

5.1. Trayectoria solar para los distintos meses del año, en donde se incluyen los efectos de las sombras debido al relieve local. 92
5.2. A la izquierda, se observa el gráfico del factor de transposición (FT) v/s ángulo de inclinación. A la derecha, se observa el gráfico del factor de transposición (FT) v/s ángulo azimutal. . . . 93
5.3. Gráfico de la potencia diaria de carga de consumo para el mes de Julio v/s hora del día. Se puede observar que el software asume un perfil horario constante durante el día. 94
5.4. Gráfico de pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. . . 98
5.5. Gráfico de pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. . . 99
5.6. Producción normalizada del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía. 101
5.7. Balance energético del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. 101
5.8. Producción normalizada del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía. 102
5.9. Balance energético del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. 102
5.10. Balance financiero del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. 104
5.11. Balance financiero del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. 105

6.1. Ubicación geográfica de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Casa Central. . 106
6.2. Cálculos de las áreas disponibles en la universidad. 107
6.3. Radiación promedio diaria registrada 108
6.4. Radiación promedio mensual registrada 108
6.5. En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de frecuencia de las sombras topográficas, respectivamente 109
6.6. En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de frecuencia de la nubosidad, respectivamente 109
6.7. En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de la temperatura, respectivamente 110
6.8. En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de la velocidad del viento, respectivamente 110
6.9. Aletas posteriores de disipación de calor del controlador de carga. 116
6.10. Diagrama de montaje para una correcta ventilación del controlador solar. 117
6.11. Diagrama de entradas de conexión del controlador solar. 117
6.12. Software Solar Station para el monitoreo de parámetros del controlador de carga. 118

6.13. Diagrama de conexión del banco de baterías al controlador solar. 120
6.14. Vista posterior del panel fotovoltaico, en donde se divisa en el centro la caja de diodos, y a los costados los conectores MC4 incorporados. 121
6.15. Método de crimpling de cableado al conector MC4. 122
6.16. Partes del conector MC4. A la izquierda, se observa el conector tipo hembra, mientras que a la derecha el conector tipo macho. 122
6.17. Conexión del arreglo de paneles fotovoltaicos con el controlador solar. 123
6.18. Dibujo mecánico del panel fotovoltaico, en donde se divisan 8 orificios de montaje y 1 orificio de conexión a tierra. 124
6.19. Instalación del perno para el montaje del panel fotovoltaico en la estructura de soporte. . . . 124
6.20. Instalación de toma a tierra del panel fotovoltaico. 125
6.21. Esquema completo del sistema fotovoltaico. 127
6.22. Vista lateral derecha del inversor, en donde se divisan los terminales de conexión al banco de baterías, puerto del control remoto, ventilador interno y el terminal de conexión a tierra. . . . 128
6.23. Cubierta protectora de los terminales de corriente continua desde el banco de baterías. 128
6.24. Vista lateral izquierda del inversor, en donde se divisan en la parte superior los cortacorrientes tanto de la entrada desde el banco de baterías, como la salida del inversor, mientras que en la parte inferior, se divisan los terminales de conexión alterna. 129
6.25. Cubierta protectora de los terminales de corriente alterna del inversor. 129
6.26. Indicador del modo de operación del inversor. 130
6.27. Modos de operación del inversor. En el caso de que se tenga un controlador de carga externo, se deben utilizar los modos del 7 al 9. 130

A.1. Ejemplo de información graficada sobre el consumo mensual durante los últimos 13 meses para un hogar en viña del mar, emitido por la empresa distribuidora CGE a través de una boleta de electricidad. 138
A.2. Histórico de datos sobre consumo promedio mensual y diario del hogar obtenido a partir de las boletas de la electricidad. 139
A.3. Localización geográfica del caso de estudio en Viña del Mar. 140
A.4. Radiación global incidente en el plano con una inclinación igual a la latitud de 33º. 141
A.5. Datos de la distribución promedio de la temperatura horaria en el lugar para cada mes del año. 142
A.6. Carta solar del lugar escogido del caso de estudio. 143

B.1. Catálogo del fabricante del panel fotovoltaico utilizado en el dimensionamiento, primera parte. 145
B.2. Catálogo del fabricante del panel fotovoltaico utilizado en el dimensionamiento, segunda parte. 146
B.3. Catálogo del fabricante del inversor híbrido utilizado en el dimensionamiento, primera parte. 147
B.4. Catálogo del fabricante del inversor híbrido utilizado en el dimensionamiento, segunda parte. 148
B.5. Catálogo del fabricante de la batería seleccionada en el dimensionamiento. 149
B.6. Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, primera parte. 150
B.7. Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, segunda parte. 151
B.8. Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, tercera parte. 152
B.9. Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, primera parte. 153
B.10. Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, segunda parte. 154
B.11. Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, tercera parte. 155

1 | Introducción

1.1. Contexto y motivación

Actualmente, estamos viviendo bajo un abrupto desarrollo tecnológico, y que cada vez abarca nuevas áreas que hace algunos años atrás eran inesperadas. Las nuevas tecnologías emergentes, como lo son el Internet de las Cosas, Inteligencia Artificial y las nuevas Tecnologías de Información, permiten el desarrollo de nuevos productos y aplicaciones en el mercado. Además de esto, se considera a la sustentabilidad como un factor clave dentro del desarrollo de estas nuevas ideas o proyectos, por lo que la incorporación de las energías renovables amigables con el medio ambiente, terminan siendo un aspecto relevante a tomar en consideración.

Por otro lado, en países desarrollados se ha implementado una cultura energética, permitiendo que los consumidores residenciales tengan una mayor conciencia sobre el consumo energético que se lleva a cabo dentro de los hogares. De esta manera, se han desarrollado una serie de soluciones con el fin de poder gestionar la energía a nivel residencial, utilizando para ello tecnologías emergentes, como lo es la recolección de datos reales sobre consumo energético en tiempo real dentro de un hogar, gracias a los nuevos dispositivos inteligentes, los cuales no sólo permiten monitorear los diferentes estados de cada artefacto, sino que también transmitir estos datos, con el fin de almacenarlos y analizarlos en nubes virtuales.

Además, no cabe duda alguna que la energía eléctrica se ha convertido en un recurso clave para el ser humano en su diario vivir, y resulta también, ser un recurso limitado, en el cual la mayor parte se produce a partir de grandes plantas de generación con el fin de abastecer la demanda energética de un país, como es el caso de Chile, en donde al 2020 presentaba el 53.5 % de la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes fósiles, mientras que el 46.5 % provenía de medios de generación de energías renovables [1]. De esta forma, se puede establecer una directa relación entre el consumo de energía y la contaminación del medio ambiente, ya que gran parte de esta generación requiere de la quema de combustibles fósiles. Por lo tanto, así es como las energías renovables han ido ganando terreno en la generación, ya que además se tiene la posibilidad de implementarlas en menor escala, mediante la generación distribuida.

Por otro lado, la adquisición de vehículos eléctricos presentará un futuro desafío para la infraestructura

eléctrica, ya que por un lado, esta tendrá la misión de suplir el gran incremento de la demanda energética que se producirá por el reemplazo de los automóviles de combustión interna por vehículos eléctricos, y a la vez deberá ser rediseñada con el fin de soportar el estrés eléctrico, producido por los picos de potencia que presenta la carga de vehículos eléctricos, lo cual podría generar severos daños a la infraestructura, produciéndose así cortes de luz o apagones prolongados. Debido a esto, es que una solución a este desafío es la generación local fotovoltaica, que permite por un lado mitigar la demanda energética, y reducir a la vez los costos asociados al rediseño y modificación de la infraestructura.

Debido a lo anterior, el presente trabajo de tesis apunta a buscar el diseño más óptimo de un sistema fotovoltaico, estudiando la posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento de baterías, con el fin de suplir el consumo energético de un hogar, el cual que incluye la carga residencial de un vehículo eléctrico.

1.2. Definición de la problemática

Actualmente en Chile, se vive en una crisis energética debido a la alta demanda de energía, y la cual va cada vez más en aumento. A esto, hay que sumarle la inclusión de la electromovilidad en el mercado, en donde se reemplazan vehículos con motor de combustión interna por vehículos con motor eléctrico, y el cual permite disminuir la emisión de gases contaminantes. Por lo tanto, al considerarse a la electromovilidad como un medio de transporte indispensable en el futuro, se requieren proyectar soluciones para poder suplir la gran demanda energética que presentará la carga de estos vehículos, y que es posible de realizar ya sea en estaciones de carga o a partir de un cargador domiciliario instalado en el hogar. En este último caso, se considera al precio de la electricidad a nivel residencial como un factor determinante económico, junto con la aplicación de multas cuando se sobrepasan los límites máximos de consumo o potencia establecidos por la empresa distribuidora, mientras que, por otro lado, se debe considerar si la infraestructura de la red eléctrica está preparada para soportar las nuevas condiciones de operación.

Ahora bien, la aplicación de medios de generación distribuida fotovoltaicos a nivel residencial, tanto con o sin almacenamiento de energía, resulta ser una solución para esta problemática, ya que, por un lado, se logra ahorrar el consumo energético, como también permite gestionar los niveles de demanda energética, evitando de esta forma picos de potencia requerida, como también la reducción del consumo energético en horarios críticos de mayor demanda, con el fin de reducir los costos de la tarifa eléctrica. Sin embargo, no resulta sencillo establecer cuál es el diseño fotovoltaico más óptimo, ya que dependerá en gran parte de los factores locales de cada caso en particular, como lo son el consumo energético, condiciones meteorológicas, limitantes de espacio y/o superficie para la instalación, presupuesto económico, expectativas de retorno de la inversión del usuario, precios de la electricidad tanto proveniente como la inyectada a la red, y entre otros aspectos determinantes. De esta forma, encontramos actualmente sistemas fotovoltaicos conectados o aislados

de la red eléctrica, y que en ciertas ocasiones incluyen un sistema de almacenamiento de baterías, el cual permite almacenar los excedentes generados o reducir los picos de consumo. Sin embargo, la adquisición de baterías requiere de una decisión certera por parte del usuario, ya que por un lado se requiere de un dimensionamiento único al principio del proyecto, ya que luego, no siempre es posible modificarlo, y por otro lado también presenta una alta inversión, tanto inicial como de reemplazo de componentes del sistema fotovoltaico. De esta forma, es necesario determinar la rentabilidad del diseño, a menos que represente una necesidad indispensable, como en un sistema aislado de la red eléctrica, para proteger la infraestructura eléctrica, para prevenir sobreconsumo de energía en países en donde las multas son muy elevadas, o en el caso de que se dispongan de equipos críticos que requieran un respaldo energético.

1.3. Objetivo General

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo general, diseñar y dimensionar un sistema fotovoltaico para un hogar inteligente, el cual permita ahorrar el consumo energético de los electrodomésticos y un vehículo eléctrico.

1.4. Objetivos Específicos

- Estudiar el estado del arte sobre la eficiencia energética tanto a nivel residencial como de la red eléctrica, y sobre contexto energético actual en Chile.
- Estudiar casos de estudios de implementación de sistemas fotovoltaicos, que apunten tanto a ahorrar el consumo energético de los vehículos eléctricos, como casos similares con otros propósitos.
- Recolectar desde el sitio escogido para el caso de estudio, datos del consumo energético, datos meteorológicos, irradiación solar, entre otros.
- Calcular las capacidades y producción de los equipos y sus subsistemas para la selección de la tecnología requerida.
- Determinar los espacios y superficies disponibles requeridas para la instalación del sistema fotovoltaico.
- Determinar y seleccionar los instrumentos y componentes necesarios para llevar a cabo la construcción del sistema.
- Preparar un manual de instalación, calibración y recolección de datos del sistema fotovoltaico de prueba para el Laboratorio B110 de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Casa Central.

2 | Estado del Arte

2.1. Estándar sobre la gestión energética en una casa inteligente.

En [2] se señala que la nueva aparición de los hogares inteligentes ha incentivado la implementación de Sistemas de Gestión Energética dentro del hogar (también conocido en inglés como Home Energy Management System (HEMS)), incrementando la eficiencia energética dentro de estos y permitiendo la adaptación a las diferentes necesidades de demanda energética desde la red eléctrica. Generalmente, estos sistemas utilizan dispositivos inteligentes, como electrodomésticos, sensores, medidores bidireccionales, entre otros, y que son capaces de monitorear, recolectar y transmitir datos en tiempo real sobre el consumo, generación local, variaciones en el precio de la energía, entre otros, y que de la mano con tecnologías emergentes como IoT, Big Data e Inteligencia Artificial, permiten no sólo tomar las decisiones más óptimas, sino que también predecir tanto el consumo como la demanda energética a futuro, evitando situaciones desfavorables e incrementando los beneficios para el usuario. Con respecto a esto último, el hogar inteligente debe ser capaz tomar decisiones rápidas que forman parte de la Respuesta a la Demanda, en donde en un estado de situación crítica, la empresa distribuidora de energía puede solicitar al cliente una disminución de su consumo energético con el fin de aliviar la sobredemanda de la red eléctrica, evitando de esta forma daños en la infraestructura o cortes de luz. Otra de las ventajas que presentan los hogares inteligentes, es que permiten establecer interconexiones entre ellos, y de esta forma aquellos residentes que mantienen un sistema de generación local, generalmente a partir de energías renovables, pueden gestionar su propia energía generada, entregándola directamente a la red eléctrica, comercializarla con otros clientes residenciales, almacenarla en baterías, o simplemente autoconsumirla, a través de una gestión eficiente que es realizada por un HEMS en conjunto de un medidor inteligente bidireccional (ver Figura 2.1).

2.2. Contexto local

En [3] se menciona que las energías renovables fotovoltaica y eólica han ido en auge durante los últimos años en el país, en gran parte, debido a la baja en los costos de inversión, el desarrollo de paneles

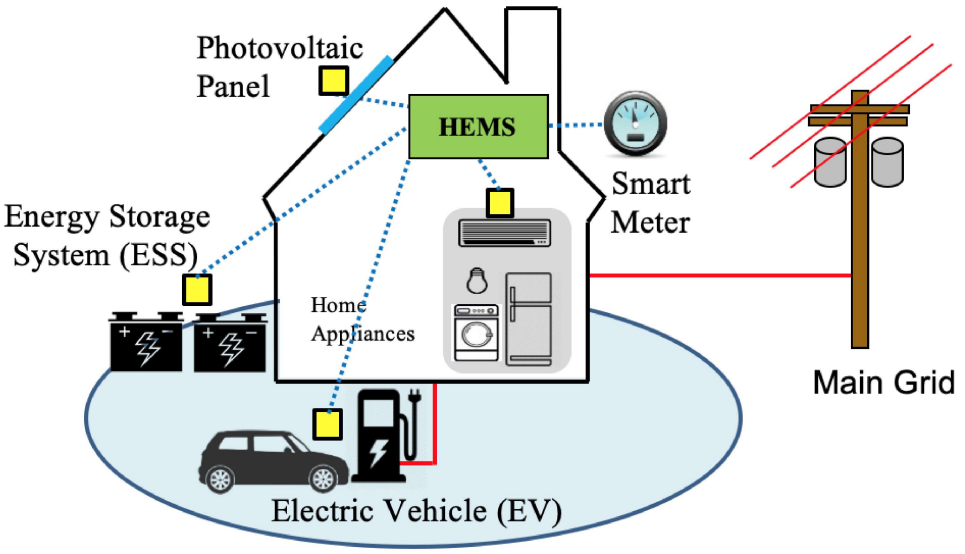


Figura 2.1: Esquema general de un sistema de gestión de energía o HEMS, el permite gestionar de manera eficiente tanto la energía generada como consumida, y con el fin de obtener el máximo beneficio económico, cubrir las preferencias del usuario u otras necesidades locales.
(Fuente: Elaboración propia)

fotovoltaicos, baterías e inversores de mayor eficiencia y durabilidad, las condiciones climáticas favorables que se establecen particularmente en Chile, y por otro lado, a los incentivos por parte de las autoridades mediante programas de financiamientos y subsidios, y a las nuevas normativas legales, como lo es la Ley de Net Metering y Generación Distribuida, la Política Energética 2050, en donde se destaca la meta de cumplir de que el 60 % de la generación energética de Chile provenga de fuentes renovables para el 2035, la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) bajo el Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, en donde se destaca el compromiso de Chile en disminuir en un 30 % las emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de PIB para el 2030, Ley de Distribución, Ley de Cambio Climático, Ley de Eficiencia Energética y la Ruta Energética 2018-2022 .

En [3] se señala que a nivel nacional, se han proyectado cinco megatendencias energéticas en el país (ver Figura 2.2), en donde se proyectan planes que apuntan a la descarbonización de la energía, reduciendo y reemplazando las fuentes de generación en base a carbón. Por otro lado, se espera un aumento de la generación distribuida a nivel residencial, especialmente a base de sistemas fotovoltaicos o pequeñas turbinas eólicas. También, se apuesta por la transformación digital de la red eléctrica, tanto a nivel residencial como industrial. Además, se espera además incentivar la descentralización energética del país, elaborando proyectos fotovoltaicos que abarquen colegios, edificios públicos y hogares en zonas aisladas. En otro aspecto, se presenta a la electromovilidad como otro participante fundamental en el desarrollo energético y la descontaminación, esto último debido a que el 25 % de las emisiones de GEI en Chile corresponde al sector

de transporte. En el ámbito internacional, las potencias mundiales tienen proyectado una serie de acciones, como es el caso de Alemania, en donde se prohibirá la venta de vehículos convencionales desde el 2030, mientras que Francia e Inglaterra lo harán desde el 2040. En el caso de Noruega se propuso la abolición de los vehículos convencionales para el 2025, mientras que la India anunció que desde el 2030 las ventas corresponderán exclusivamente a vehículos eléctricos.

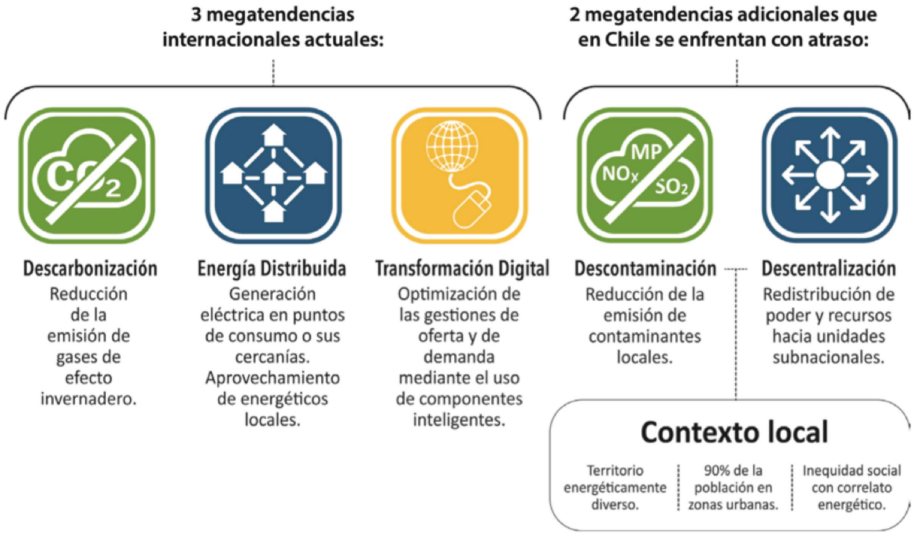


Figura 2.2: Megatendencias energéticas en Chile.
(Fuente: Escenarios Energéticos [3].)

2.3. Ejemplos de casos implementados

En Chile y el mundo, se han realizado a modo de estudio, diferentes casos de implementación de sistemas fotovoltaicos en edificaciones, con el fin de suplir o ahorrar gran parte del consumo energético. En algunos escenarios se implementan además sistemas de almacenamientos de energía mediante baterías, que permiten almacenar los excedentes de generación para darles un uso más conveniente posteriormente, ya sea a través de la reducción de los picos de potencia o suplir la demanda energética cuando el precio de la energía proveniente desde la red eléctrica es mayor al costo de almacenamiento. Por otro lado, algunos casos de estudio consideran a la demanda energética, que presentan las cargas de los vehículos eléctricos a nivel residencial, como un desafío para la infraestructura de la red eléctrica, por lo que se idean algoritmos que permiten gestionar eficientemente la energía.

Existe una variedad de escenarios diferentes, los cuales difieren según el tipo de edificación, que puede ser un hogar, un centro comercial, fábrica, entre otras, como también a partir del tipo de generación local, como lo

son a partir de sistemas fotovoltaicos, eólicos, grupos electrógenos, entre otros, o si es que incluyen algún sistema de almacenamiento de energía, o bien, si es que se encuentran interconectados a la red eléctrica o aislados de esta. Es por esto, que cada escenario se debe pensar como una mini-red eléctrica (también conocida como microgrid en inglés) (ver Figura 2.3), en donde los flujos energéticos tienen generalmente tres destinos finales, suplir el consumo energético, el almacenamiento o la inyección a la red.

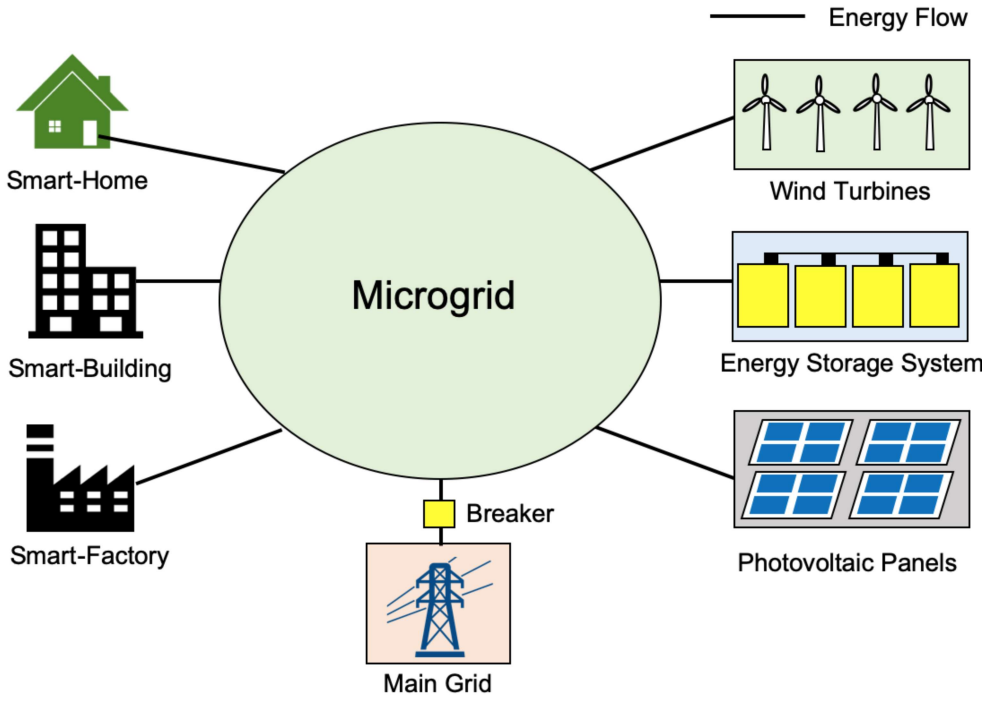


Figura 2.3: Esquema general de una mini red eléctrica, en donde se tienen diferentes tipos de edificaciones, como también distintas fuentes de energía.
(Fuente: Elaboración propia)

2.3.1. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica

En esta configuración encontramos a los sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica (ver Figura 2.4), en donde se tiene una generación local en base a paneles fotovoltaicos, lo cual permite tanto suplir la carga residencial, o bien, inyectar los excedentes energéticos generados a la red. Por otro lado, cuando la generación no es suficiente, se tiene como respaldo la energía desde la red eléctrica.

En [4] se plantea tal configuración en un caso de estudio a nivel residencial que fue realizado en Manta, Ecuador, en el cual se simularon resultados de la radiación global, energía generada y la energía inyectada a la red eléctrica, con el fin de dimensionar la potencia instalada fotovoltaica necesaria para suplir toda la demanda energética de una casa estándar (un portal, tres dormitorios, living, comedor, un baño y una cocina), la cual

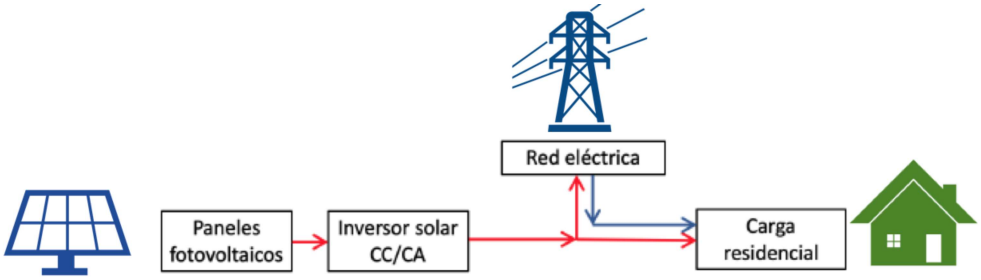


Figura 2.4: Esquema de la configuración de un Sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red.
(Fuente: Elaboración propia)

presenta un consumo diario de 17.8 kWh/dia y una irradiación solar de 4907 kWh/(m^2*día). El sistema se compone del arreglo de los paneles fotovoltaicos, inversor, la carga de la casa y la conexión a la red eléctrica. Finalmente, se obtienen los valores simulados de la energía generada fotovoltaica y la energía inyectada a la red mediante el software PVsyst para cada mes del año. Finalmente, el dimensionamiento señala que se requiere una potencia instalada de 1.4 kWp.

Por otro lado, en [5] se tiene un caso de implementación en la biblioteca de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Concepción, la cual corresponde a una construcción de 4 pisos y que presenta una superficie total de 1368 m^2. Debido a que este edificio no poseía su propio medidor eléctrico para obtener datos sobre el consumo energético, se optó por realizar una encuesta sobre la declaración del horas diarias de utilización de artefactos eléctricos por parte del personal y profesores, clasificándolos según luminarias , dispositivos electrónicos o artefactos de calefacción, para de esta forma estimar los valores de consumo diario y mensual. Además, se obtuvo la radiación mensual del lugar mediante el Explorador Solar, con el fin de calcular la generación mensual fotovoltaica, y luego comparar esta con el consumo mensual energético, en donde se puede observar que la generación es mayor al consumo durante la época de verano (ver Figura 2.5). Con respecto a los paneles utilizados, estos son de tipo monocristalinos, con una eficiencia entre el 18 al 22 %, una potencia por panel de 250 Wp, dimensiones de 1.64 x 0.99 m^2, un grosor de 4.5 cm y un peso de 18 kg, cubriendo de esta forma una superficie efectiva total de 370 m^2. Para la instalación del sistema fotovoltaico, se diseñó una malla metálica de soporte para los paneles, debido a que el techo no presentaba la resistencia requerida para soportar el peso de estos.

Con respecto a la evaluación económica del sistema fotovoltaico en [5], se asumió un horizonte de 20 años, que corresponde a la vida útil promedio de los paneles solares seleccionados, una tasa de descuento del 5.5 %, las tarifas eléctricas de la empresa distribuidora CGE, una inversión total de CLP $48.000.000, los ingresos que corresponden al valor de la misma energía generada por la tarifa eléctrica más la energía inyectada a la red, los costos fijos que corresponden a la mantención periódica de 2 veces por año, los costos variables que corresponden al tiempo de indisponibilidad del sistema fotovoltaico, la depreciación que está en función de la

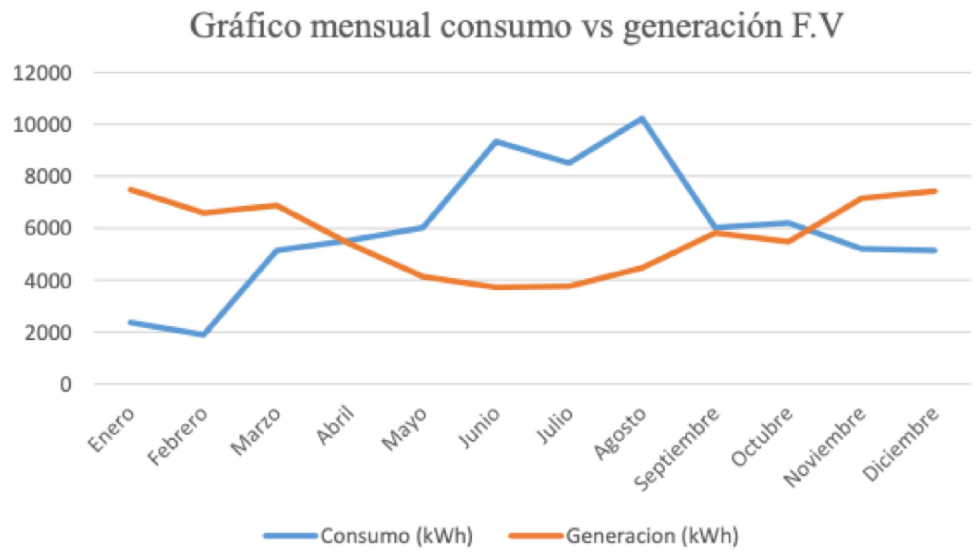


Figura 2.5: Resultados y comparación de los datos simulados de la energía generada y el consumo energético de la biblioteca USM.
(Fuente: Sede Concepción Rey Baduino de Bélgica, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile [5].)

degradación de los paneles solares, soporte estructural, inversor, precio de los paneles, valor residual y la vida útil. Finalmente, se obtuvieron los indicadores económicos como el VAN de CLP $8.500.000 (indica rentabilidad del proyecto debido a que es mayor que cero), una TIR de 8 % (indica rentabilidad del proyecto debido a que es mayor a la tasa de descuento) y un período de retorno a la inversión de 10.18 años.

Por otro lado, para lograr una estimación más confiable del consumo energético, existen otras metodologías que resultan ser mucho más precisas que las encuestas sobre los artefactos eléctricos, aunque sin embargo, requieren de un mayor costo de implementación y tiempo para la recolección de datos. En este sentido, en [6] encontramos un caso de estudio reciente relacionado con la recolección de datos del consumo energético para el sector residencial implementado en Reino Unido, creando una base de datos de acceso libre REFIT, en donde por un período de 2 años se monitorearon 21 hogares con diferente perfil de ocupantes (parejas de jubilados, parejas jóvenes con trabajo, familias). El objetivo del estudio fue, que a partir de las actividades domésticas, se lograran realizar mediciones de la potencia activa cada 8 segundos, ya sea para el consumo total, como de 9 electrodomésticos en particular para cada casa que presenten el mayor consumo, utilizando para esto, sensores instalados en los enchufes del hogar.

Con respecto a los dispositivos utilizados para el monitoreo en [6], para medir el consumo total de la casa se tiene un transmisor de radiofrecuencia que posee unas pinzas de corriente, imitando el funcionamiento de un medidor eléctrico convencional. Por otro lado, para el consumo de cada electrodoméstico, estos se conectaron a dispositivos enchufables tipo adaptador, capaces de recolectar los datos y enviarlos por radiofrecuencia.

Estas mediciones fueron almacenadas en un servicio web, en donde también se pueden almacenar datos de varios hogares a la vez, con el fin de realizar, posteriormente, predicciones sobre el consumo energético tanto de la red eléctrica como de cada hogar.

Finalmente, se obtiene en [6] el gráfico del consumo entre el 22 y 23 de abril de 2015 (ver Figura 2.6) para un hogar en particular, en donde se puede apreciar que el consumo de los electrodomésticos no sobrepasa el 55 % del consumo total de la casa, y en donde la medición de este último es bastante similar al consumo real de la casa que provee el medidor eléctrico. Como información relevante, se puede apreciar que los refrigeradores presentan el mayor consumo a nivel residencial, seguido por las lavavajillas, mientras que en tercer lugar se encuentran los televisores.

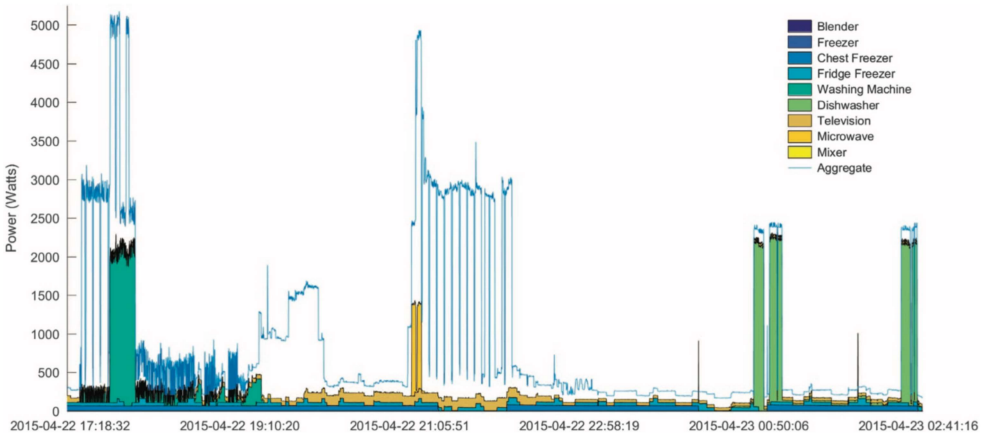


Figura 2.6: Potencia demandada por una casa en particular, durante la tarde del 22 de Abril de 2015. (Fuente: Scientific Data [6].)

2.3.2. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con sistema de almacenamiento en baterías

Otra configuración utilizada similar al caso anterior, corresponde al añadir un sistema de almacenamiento de baterías, que tiene como objetivo almacenar los excedentes energéticos de la generación local, para luego autoconsumirlos cuando la demanda supere la generación, o bien, inyectarlos a la red eléctrica (ver Figura 2.7). En otros escenarios, también las baterías se cargan desde la red eléctrica cuando es económicamente conveniente, para luego consumir la energía almacenada cuando el precio de la electricidad alcanza elevados costos.

En [7] se implementa esta configuración a nivel residencial, en donde se señala que los flujos energéticos, en una casa que implementa un sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía en baterías, provienen en una primera instancia desde la generación local o a partir de la red eléctrica, y los cuales puede tener dos

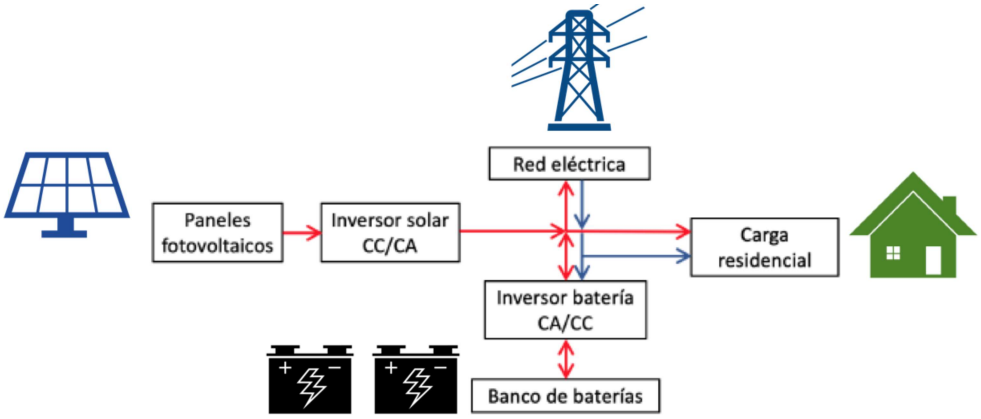


Figura 2.7: Esquema de la configuración de un Sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red.
(Fuente: Elaboración propia)

destinos diferentes, suplir el consumo del hogar, o bien, recargar el banco de baterías con el fin de almacenar la energía para poder utilizarla posteriormente de manera más eficiente. En este escenario, se instalaron 24 paneles fotovoltaicos de 280 Wp cada uno, alcanzando una potencia instalada total de 6.72 kWp. También se utilizó un inversor solar de 7 kW con una eficiencia de 97.3 %. Con respecto al sistema de baterías, se alcanzó una capacidad instalada utilizable de 6.6 kWh, con una eficiencia del inversor de baterías de un 98.8 %, y una eficiencia de recirculación de la energía de un 95 %, además de un número máximo de ciclos de 6000 y una profundidad de descarga menor al 95 %. Como se observa en la Figura 2.8, la mayor parte de la generación fotovoltaica se produce desde las 10:00 hasta las 17:00 horas, mientras que el consumo alcanza su punto máximo al final del día cerca de las 23:00 horas. Por el lado del sistema de baterías, el estado de carga nunca baja del 10 % y alcanza su valor máximo a las 15:00 horas aproximadamente, lo cual se debe en gran parte a que la generación es mayor al consumo en las horas previas.

En [8], se presenta un estudio realizado en Qatar, el cual abarcó una mayor variedad de hogares y con distintos perfiles de consumo, y en donde se buscaba dimensionar un sistema de almacenamiento de baterías a partir de diferentes valores de potencias instaladas de sistemas fotovoltaicos. El principal objetivo de almacenar los excedentes de generación local dentro de este estudio, es evitar los flujos de energía hacia la red eléctrica, los cuales pueden provocar problemas de inestabilidad y daños en esta. En el caso de Qatar, se prefieren las instalaciones sobre techos debido a la poca disponibilidad de espacio. Por otro lado, los altísimos índices de irradiación global horizontal que se presentan hacen rentables las instalaciones fotovoltaicas. En cuanto al consumo energético, se presentan generalmente altos niveles en el ámbito residencial, sin embargo, este varía según el número de ocupantes y la antigüedad de cada casa, como también de los clientes que presentan tarifas eléctricas que son subsidiadas por el estado, lo cual conlleva a que no haya un incentivo económico por tomar conciencia en relación al sobreconsumo. Por último, debido a las altas temperaturas en verano, se

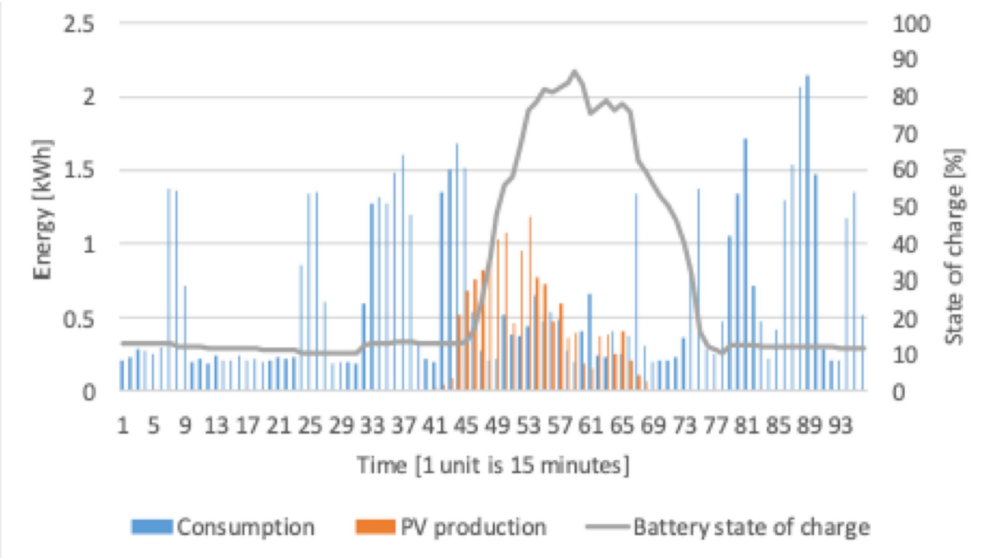


Figura 2.8: Curvas sobre la energía consumida a partir de la red eléctrica, generada por el sistema fotovoltaico y la almacenada en el sistema de baterías.
(Fuente: EDP Sciences [7].)

produce una alta dependencia del aire acondicionado, lo cual corresponde a cerca de la mitad de la demanda energética en esa época del año. Se recolectaron datos de la irradiación global horizontal en Doha, Qatar, por un período de 12 meses en las instalaciones de experimentos solares de Hamad Bin Khalifa University en donde también es obtuvieron datos sobre el monitoreo del consumo energético, para cuatro diferentes hogares con distintos perfiles de ocupantes, mediante mediciones de intervalos de 5 minutos. El estudio señala que el perfil del consumo energético es determinado en gran parte por el tamaño y el tipo del sistema de aire acondicionado, el cual presenta la mayor demanda energética, como también según el tamaño y antigüedad de la casa, ingresos económicos anuales, número de ocupantes y si presentan una tarifa subsidiada por el estado de Qatar.

En [8] se señala que el dimensionamiento del banco de baterías se suele realizar una única vez para una vida útil de entre 10 a 15 años, a partir de los datos recolectados de generación fotovoltaica, consumo energético, y las variaciones en los precios de la electricidad. Para calcular la generación, consideraron dos tipos de sistemas fotovoltaicos, el primero con una potencia instalada de 5 kW para instalaciones sobre techos, y el segundo de 20 kW para espacios más amplios. Además, se asumió una eficiencia de los paneles del 15 % con una superficie del módulo de 1.6 m^2, y no se consideró la acumulación de polvo y otros factores ambientales que afectan a la generación. Luego, se simuló la curva de consumo para cada uno de los hogares, en donde se puede observar que en el caso del hogar 3 (ver Figura 2.9), con el sistema fotovoltaico se logra un excedente de energía, el cual se debería almacenar en baterías. Luego, se generaron las distintas curvas de consumo para distintos días en cada mes del año, en donde se elige la mayor capacidad de almacenamiento requerida

durante el año, la cual corresponde a 1 kWh y 17.5 kWh para el primer y segundo sistema fotovoltaico, respectivamente, y la cual coincide con el excedente de generación fotovoltaica.

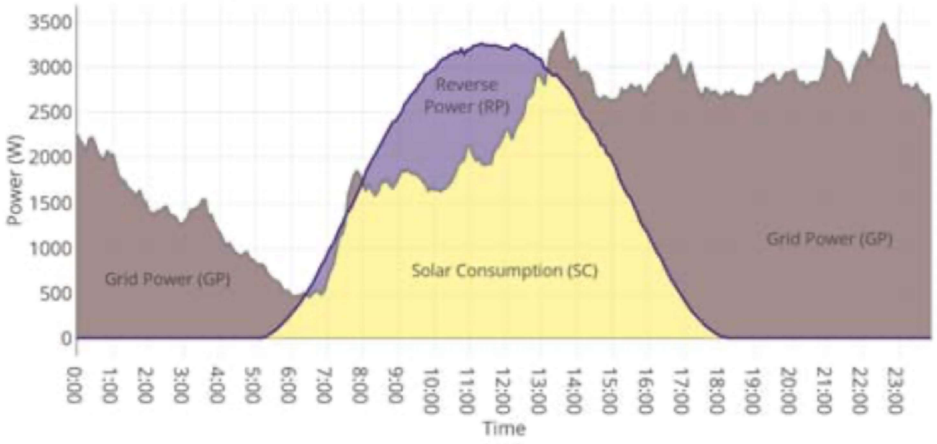


Figura 2.9: Curva de consumo energético, generación fotovoltaica y excedentes producidos para el hogar 3. (Fuente: IEEE [8].)

2.3.3. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con sistema de almacenamiento en baterías, añadiendo el consumo de vehículos eléctricos

Otra configuración utilizada, similar al caso anterior, corresponde al considerar el impacto del consumo energético que presentan la cargas de los vehículos eléctricos (ver Figura 2.10).

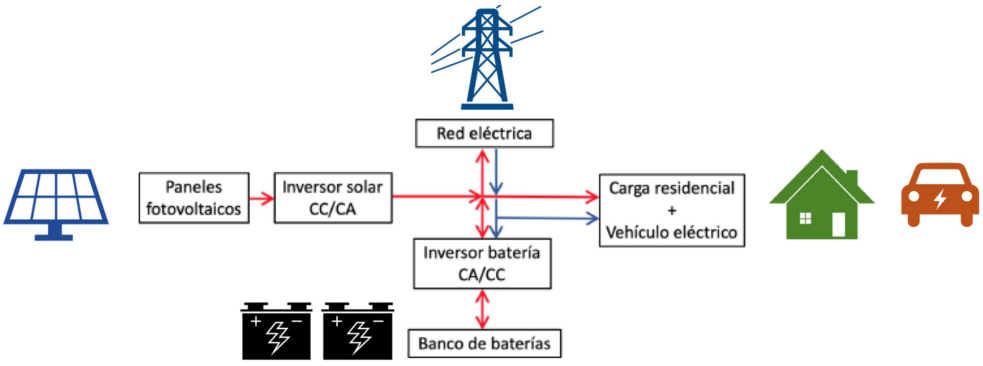


Figura 2.10: Esquema de la configuración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías y el consumo de un vehículo eléctrico. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red. (Fuente: Elaboración propia)

En [9] se analizó esta configuración en un estudio desarrollado en Estados Unidos, en donde se estima que al año 2030, prácticamente todos los estados necesitarán agregar mayor capacidad a las redes de transmisión eléctrica, debido a la carga de vehículos eléctricos híbridos, y en donde la mayor parte de las veces los cargadores domiciliarios tienen una potencia de 6 kW. A esto hay que sumarle el consumo energético del hogar, que para un hogar normal suele variar entre los 2250 a 6250 W, mientras que para una casa Zero-energy (ZEHs), en donde todo el consumo proviene de la misma generación local, este varía en el rango de 750 a 2000 W. Por otro lado, en un estudio realizado para un hogar ZEH5, que corresponde a una casa de cero energía, se instalaron doce paneles fotovoltaicos de 208 W cada uno, formando una potencia instalada fotovoltaica de 2.5 kWp, y los cuales fueron orientados en dirección sur con 18 grados con el plano horizontal, cubriendo de esta manera una superficie de 210 m^2. Además, se instaló una batería de plomo-ácido para el almacenamiento de energía, junto con la adición del consumo energético de un vehículo eléctrico híbrido Toyota Prius, que contiene una batería de iones de Litio Hymotion de 5 kWh. El cálculo del consumo energético del vehículo se calculó mediante un viaje de 11 millas durante 2.25 horas aproximadamente, a una potencia media del motor de 1200 W, un voltaje medio de 115 V y corriente media de 10 A, alcanzando de esta forma, un consumo cercano a 3000 Wh al final del viaje.

De [9] se obtiene la Figura 2.11, en donde se se monitorea. la potencia diaria total demandada en la casa Zero-Energy durante el mes de Junio del 2009. La curva en rosado indica la carga base del hogar, compuesta por electrodomésticos y artefactos del hogar, mientras que la curva azul indica cómo cambiaría la potencia en diferentes casos si se incorpora la carga del vehículo eléctrico en el hogar. De esta forma podemos hacer comparaciones para diferentes casos:

- En el primer gráfico se observa, mediante la curva azul, cómo varía la potencia total demandada en el caso de la incorporación de un vehículo eléctrico híbrido. Se puede observar que existe un aumento en el peak de la potencia entre las 19:00 a 21:00 horas aproximadamente, lo cual se debe a que en este horario se recarga el vehículo. Esto podría traer efectos negativos tanto a nivel de la red eléctrica, como en la tarifa de la electricidad, ya que en ciertos casos se cobran multas si la potencia demandada sobrepasa el umbral definido por la empresa distribuidora.
- En el segundo gráfico, se le añade al caso anterior la implementación de un sistema fotovoltaico. Como se puede observar, durante las horas de luz solar (entre las 6:00 y las 18:00 horas aproximadamente), la generación local del sistema permite ahorrar gran parte del consumo energético, e incluso desde las 7:00 hasta las 15:00 aproximadamente, la generación es mayor al consumo, produciéndose excedentes energéticos, lo que se puede corroborar por un valor negativo en el gráfico de la potencia de la curva azul.
- El tercer gráfico es similar al caso anterior, sólo que esta vez se le añade un sistema de almacenamiento de baterías en vez de un sistema fotovoltaico. Como se puede observar, se genera un incremento de la potencia total durante las horas nocturnas (de 1:00 hasta las 11:00 horas aproximadamente), lo cual se

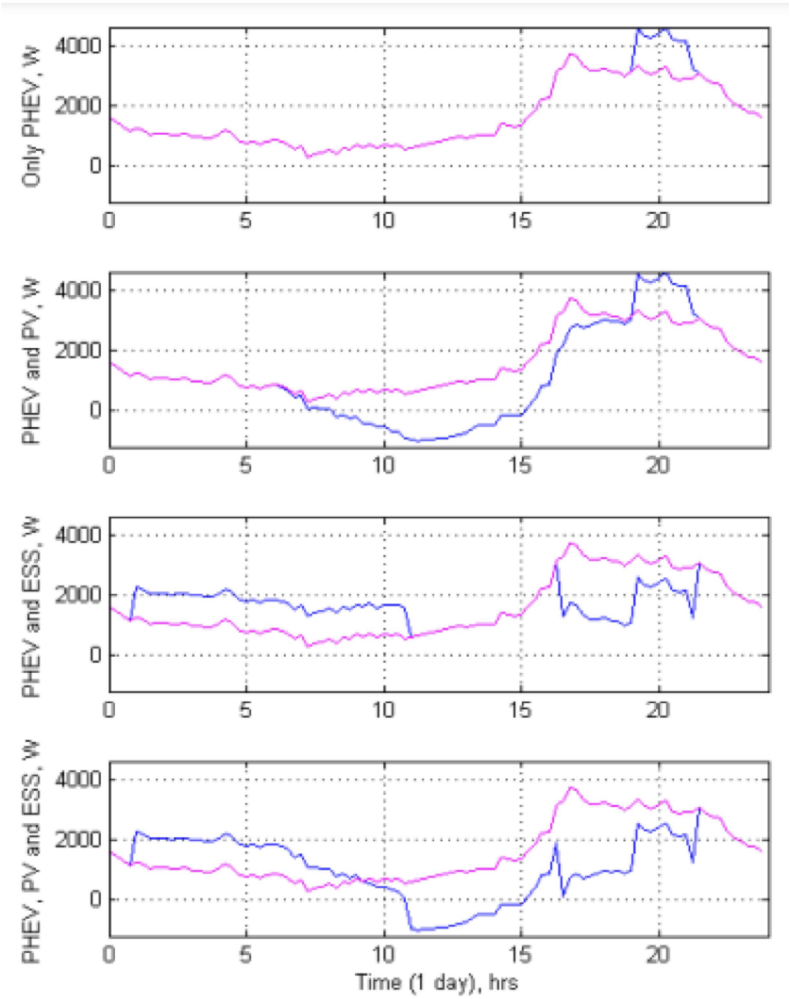


Figura 2.11: Gráficos de la potencia demandada para distintos casos de la casa Zero-energy. (Fuente: IEEE [9].)

debe a que durante la noche las baterías son recargadas desde la red eléctrica, aprovechando por un lado la baja demanda en la red eléctrica durante la noche, y además de que generalmente el precio de la electricidad es menor que durante el día en algunos países. Luego, se observa un drástico decrecimiento del pico de potencia entre las 16:00 hasta las 22:00 horas aproximadamente, lo cual se debe a que el vehículo eléctrico está siendo recargado desde el sistema de baterías. Gracias a esta implementación, se logra reducir considerablemente la potencia máxima demandada, lo cual podría evitar multas para el cliente, como también proteger la infraestructura de la red eléctrica.

- Por último, en el cuarto gráfico, se observa la implementación de todos los componentes anteriormente mencionados. Si comparamos ambas curvas finales, la implementación nos entrega grandes beneficios,

mitigando el consumo energético y reduciendo el peak de potencia.

2.3.4. Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica orientado a la carga de vehículos eléctricos

Debido al alto costo de inversión y a los resultados económicos poco atractivos que se presentan al incluir sistemas de almacenamiento en baterías, en diversos casos de estudios se opta por implementar un sistema de carga inteligente, aprovechando al máximo el recurso solar al cargar los vehículos mediante un calendario inteligente. La configuración consiste en un sistema fotovoltaico interconectado a la red, en la cual el sistema de gestión energética se encarga de buscar las decisiones más óptimas tanto a nivel económico, como también para proteger la infraestructura de la red eléctrica (ver Figura 2.12).

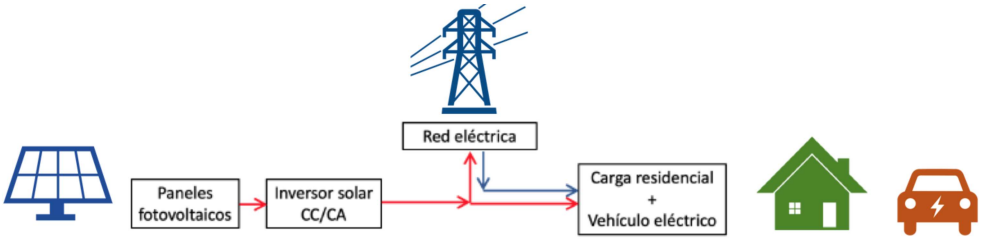


Figura 2.12: Esquema de la configuración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica orientado a la carga de vehículos eléctricos. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red.
(Fuente: Elaboración propia)

En [10] se implementa esta configuración en Corea del sur, en donde se tiene un sistema fotovoltaico en un edificio comercial, y con el cual se busca aumentar la eficiencia energética mediante la búsqueda de métodos de carga de vehículos eléctricos que permitan aprovechar al máximo los recursos. En este estudio, se propone un algoritmo que permite, por un lado, predecir la generación fotovoltaica y el nivel de consumo energético según las condiciones climáticas, y por otro lado, agendar el horario más óptimo para recargar los vehículo eléctricos.

Para llevar a la práctica el algoritmo diseñado en [10], se tomó como caso de estudio la creación de un calendario inteligente de carga de vehículos eléctricos para el personal de un centro comercial. Para simular la generación fotovoltaica, primero se asumió para el centro comercial un sistema fotovoltaico de 50 kW, y se utilizaron datos reales de generación fotovoltaica a partir de una escuela que albergaba un sistema fotovoltaico con una potencia instalada de 3 kW. Por otro lado, para simular el consumo energético del centro comercial, se utilizaron datos reales de consumo de una empresa de servicios públicos de Corea del Sur. También, se consideraron para el centro de carga, 12 vehículos eléctricos idénticos con una capacidad de batería de 24 kWh. Para agendar los horarios de carga, se dividieron en 3 grupos dependiendo de su estado de carga inicial. Además, se consideró que la potencia de los cargadores deben situarse desde los 1 kW hasta los 7.7 kW.

También hay que tener en cuenta el precio variable de la electricidad en este país, la cual alcanza los 21.71 ¢/kWh en el período de alta demanda entre 11:00-16:00 horas, y 7.77 ¢/kWh en el período de baja demanda entre 9:00-11:00 y 17:00-19:00 horas. Junto a esto, no se consideró la venta de los excedentes de generación local hacia la red eléctrica. La experimentación del algoritmo se realizó en un día de verano en Corea del Sur, que se caracteriza por ser bastante húmedo y caluroso, además de que el consumo energético aumenta considerablemente debido a los sistemas de aire acondicionado, especialmente durante el período diurno para el caso de un centro comercial. Por otro lado, el personal llega a las 8:00 y se retira alrededor de las 17:00 horas. Los vehículos son cargados durante el período de baja demanda hasta alcanzar un estado de carga del 80 % al término de la jornada. Finalmente, se comparan tres líneas de base, en donde la primera línea de base considera cargar los vehículos eléctricos apenas son estacionados en el centro comercial, la segunda línea de base considera cargar después de la hora de almuerzo, y la tercera línea de base utiliza el algoritmo ideando el calendario de carga de vehículos inteligente, en donde este último, logra ahorros económicos del 6 % y el 15.2 % en relación a la primera y segunda línea de base, respectivamente.

En [11] se estudió la misma configuración, pero a nivel de la red eléctrica, y en donde se analizó el comportamiento de tanto de la curva de la carga diaria en la red eléctrica de Suecia, la curva de generación fotovoltaica promedio a partir de radiación horizontal en la ciudad de Estocolmo y la curva de potencia demandada por la carga de vehículos eléctricos, para un día de Enero del 2019. En esta última, se pueden divisar dos peaks de consumo para las horas de 8:00 am y 19:00 pm, respectivamente (ver Figura 2.13). Además, se comparan distintos casos para la carga base de la red eléctrica (ver Figura 2.14), en donde la curva en negro indica la carga normal. La curva roja indica la carga base más la incorporación de la generación fotovoltaica, la cual genera una importante baja en la potencia demandada, incluso siendo mayor la potencia generada que la demandad en ciertas horas del día. La curva azul indica la carga base más la potencia demandada de los vehículos eléctricos, en donde se produce un aumento importante en la potencia máxima demandada. Finalmente, en la curva verde se tiene la carga base más la potencia demandada de los vehículos eléctricos, junto con la incorporación de la generación fotovoltaica, en donde se puede observar cómo se logra una disminución de la potencia consumida y se reduce la potencia máxima demandada a la red eléctrica.

Siguiendo en el ámbito del sistema de la red eléctrica, en [12] se considera la implementación de un sistema de manejo de energía a través de diferentes algoritmos para una microred eléctrica ubicada en la ciudad inteligente LomboXnet, Holanda, en donde se busca decidir sobre los patrones de carga de los vehículos eléctricos, con el fin de evitar en lo máximo posible la degradación de las baterías de estos. Esta microred está compuesta por un sistema fotovoltaico con una potencia instalada de 31 kWp, cargas no controlables como una oficina, servidores de internet y tres hogares, y cargas controlables que corresponden a 2 vehículos eléctricos, un Tesla Model S (con una capacidad de batería de 85 kWh, consumo energético de 0,233 kWh/km, autonomía de 340 km y una potencia de carga de 22 kW) y un Nissan Leaf (con una capacidad de batería de 24 kWh, consumo energético de 0,211 kWh/km, autonomía de 150 km y una potencia de carga de 6,6

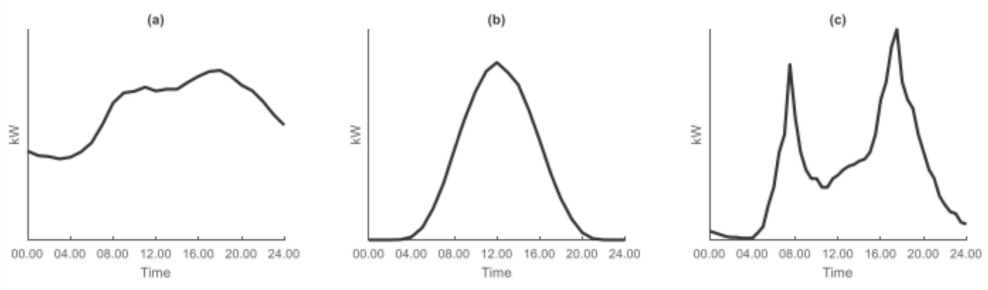


Figura 2.13: a) Carga de la red eléctrica. b) Generación Fotovoltaica. c) Potencia demandada de los vehículos eléctricos.
(Fuente: Elsevier [11].)

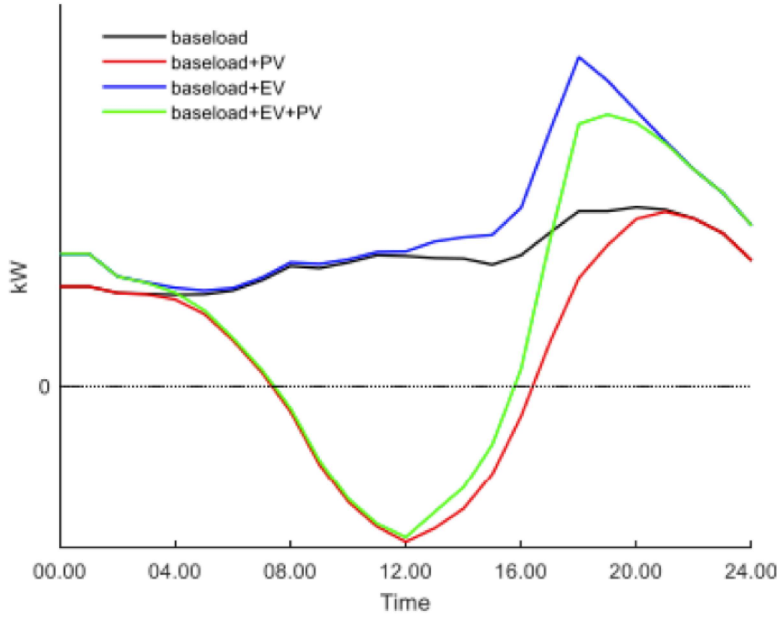


Figura 2.14: Curvas de consumo para distintos casos, tomando en consideraicón la carga base, generación fotovoltaica y demanda del vehículo eléctrico.
(Fuente: Elsevier [11].)

kW).

En [12] se tiene que a partir de la Figura 2.15, se observa una simulación durante 24 horas de funcionamiento de la microred, el primer caso que no implementa un sistema de manejo de la energía, logra reducir la potencia máxima demandada a la red eléctrica, junto con devolver los excedentes energéticos hacia esta. Sin embargo, existen algoritmos que logran reducir aún más la potencia máxima demanda mediante patrones de carga, al reducir la potencia del cargador requerido para el vehículo, con el fin de evitar picos de potencia de consumo desde la microred. Otros algoritmos optan por almacenar los excedentes en las baterías de los

vehículos eléctricos, para luego utilizarlos como autoconsumo o inyectarlos a la microred, disminuyendo de esta forma el consumo energético desde esta. Sin embargo, hay que tener en consideración que la devolución de la energía eléctrica a la red desde los vehículos eléctricos, produce también una alta degradación en las baterías de estos, lo cual se puede medir mediante la energía traspasada en cada algoritmo, y que finalmente se traduce en mayores costos de reposición de las baterías. .

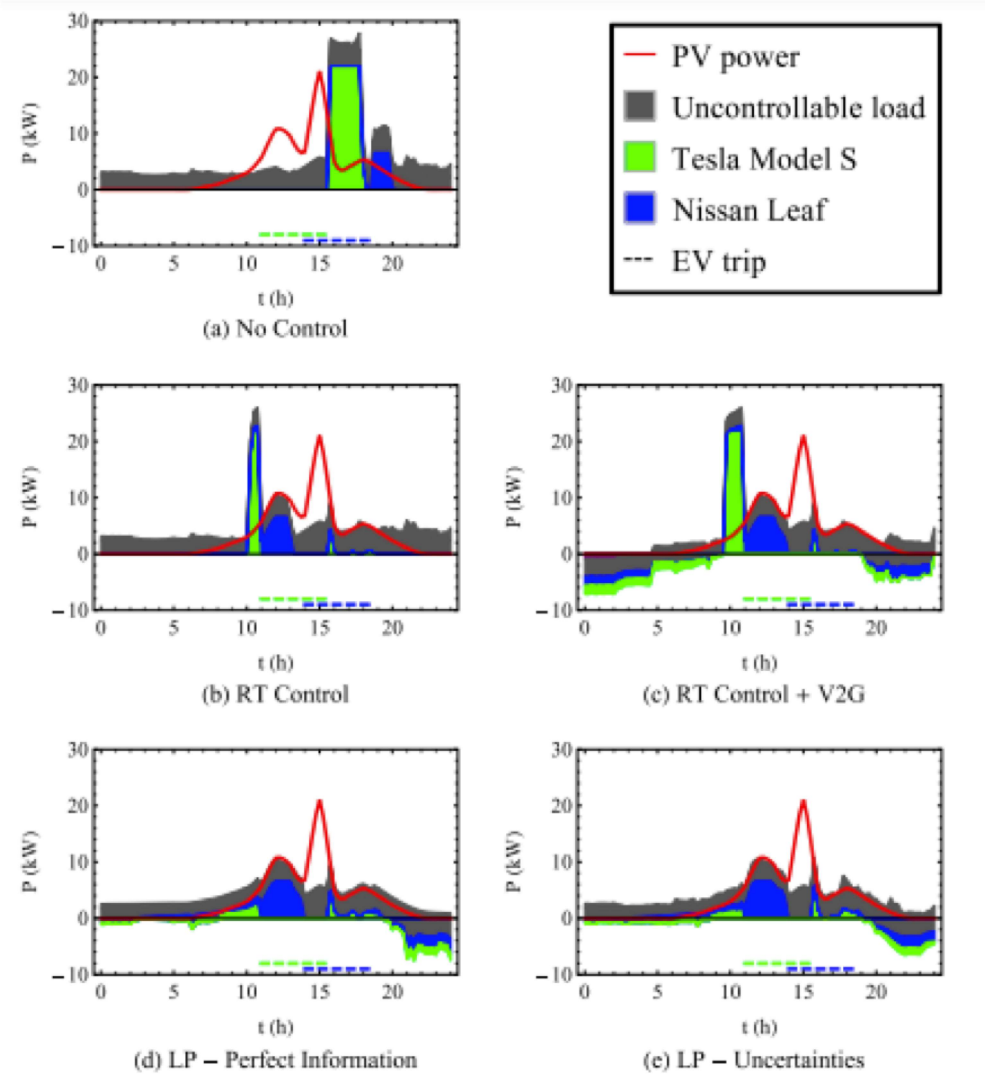


Figura 2.15: Simulación del consumo energético de la carga no controlable, vehículos eléctricos, y la generación fotovoltaica, para un período de 24 horas. Las líneas punteadas corresponde a los horarios en donde el vehículo está en funcionamiento.
(Fuente: Elsevier [12].)

2.3.5. Configuración de sistema híbrido fotovoltaico-eólico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías, orientado para una estación de carga de vehículos eléctricos

Otro escenario alternativo a la carga de vehículos a nivel residencial, corresponde a la carga en centros de estación, lo cuales presentan una gran de potencia instalada en base a cargadores de alta potencia, y que provocan un importante estrés en la infraestructura eléctrica de la red. Es por esto, que ciertas estaciones de carga optan por mitigar este impacto mediante la generación local fotovoltaica y eólica, junto con la implementación de bancos de baterías (ver Figura 2.16).

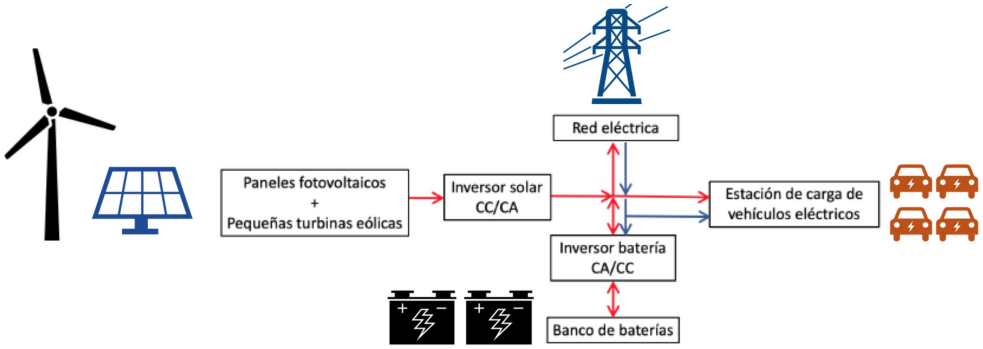


Figura 2.16: Esquema de la Configuración de sistema híbrido fotovoltaico-eólico interconectado a la red eléctrica con almacenamiento en baterías, orientado para una estación de carga de vehículos eléctricos. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red.
(Fuente: Elaboración propia)

En [13] se implementó esta configuración, en donde se idearon modelos que simulan tanto la demanda de los vehículos eléctricos como la generación a partir de energías renovables como eólica y fotovoltaica, y que permiten de esta forma hacer una análisis tanto del dimensionamiento de sistema de generación como también como un análisis económico para una estación de carga. Según se señala, la demanda de energética depende directamente de la capacidad y estado de carga inicial de la batería de los vehículos antes de la carga. Para este escenario, se consideró una capacidad de batería para una bicicleta eléctrica de 3,6 kWh, un auto pequeño de 16 kWh, un auto grande de 25 kWh y una van de 63 kWh. Por otro lado, se tiene en consideración que para efectuar una carga rápida, el cargador debe tener una potencia de al menos 50 kW, y en el caso de una estación de carga se contaría con al menos 3 de estos. De esta forma, si se asumen 3 cargadores, la potencia instantánea demandada total por la estación se mantendría dentro del rango de 0 a 150 kW. Por otro lado, se analizan los costos de inversión, en donde para la instalación de turbinas eólicas el costo unitario de potencia instalada sería de 650 €/kW, para paneles fotovoltaicos de 100 €/m^2, para los cargadores de los vehículos eléctricos de 500 €/kW, y para el sistema de almacenamiento en baterías de iones de Litio de 150 €/kWh para 2000 ciclos de vida, mientras que los costos de operación corresponden al mantenimiento de

1000 €/año. También se consideraron los precios de la electricidad, en donde el precio de venta para la carga de los vehículos eléctricos es de 0,175 €/kWh, el precio de venta a la red eléctrica de 0,055 €/kWh, el precio de compra desde la red de 0,135 €/kWh y la potencia contratada con la empresa distribuidora de 0,121 €/kW por mes. Finalmente, se obtienen los índices económicos del proyecto, en donde se obtiene un payback de 20 años, y una tasa de retorno a la inversión de 2,69 %. [13]

En [13] se tiene la Figura 2.17, en donde se divisa un caso en el que se implementan 5 cargadores, junto a generadores eólicos y fotovoltaicos, sistemas de almacenamiento de baterías y energía proveniente desde la red. Se observa que el sistema fotovoltaico logra ahorrar el consumo durante las horas del sol, mientras que el sistema eólico produce un valor relativamente constante a lo largo del día.

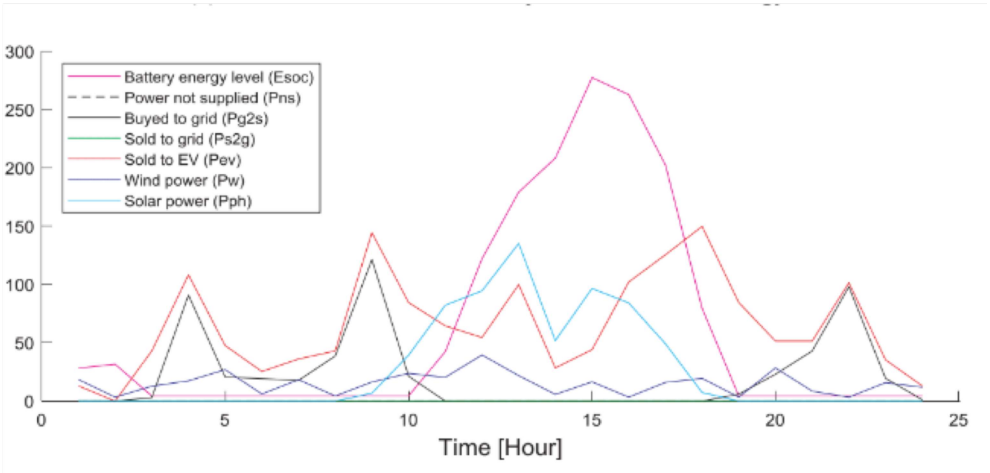


Figura 2.17: Curvas sobre la demanda y la generación de energía a partir de los componentes de una estación de carga rápida.
(Fuente: Elsevier [13].)

Siguiendo en el ámbito de la electromovilidad a gran escala, en [14] se señalan una serie de estándares para la carga de los vehículos eléctricos, con el fin de proteger a la red eléctrica de la sobredemanda y prolongar la vida útil de las baterías de estos. En el mercado podemos encontrar varios tipos, como los vehículos eléctricos puros (BEV), en donde su tracción proviene de un motor eléctrico el cual es alimentado de un sistema de baterías, los vehículos eléctricos híbridos en serie (REEV), en donde su tracción proviene de un motor eléctrico el cual es alimentado por un sistema de baterías, y que a la vez, se recarga mediante un generador eléctrico alimentado por un motor de combustión interna, y por último, el vehículo eléctrico híbrido en paralelo (PHEV), en donde la tracción puede provenir tanto del motor eléctrico como del motor de combustión interna, y los cuales son alimentados por un sistema de baterías y del tanque de gasolina, respectivamente.

Por otro lado, según se señala en [14], los métodos de carga pueden ser de manera unidireccional (la energía

va desde la red eléctrica al vehículo), bidireccional (el vehículo puede ser cargado desde la red, y devolver la energía a la casa o a la red eléctrica cuando es económicamente conveniente), controlado inteligente o Smart Charging (en donde se recarga en fución de proteger a la red eléctrica de sobreconsumos) y no controlado (cuando no se disponen de sistemas de monitoreo de la red eléctrica ni tampoco agendado de la recarga). Actualmente, a nivel residencial encontramos los estándares de recarga SAE e IEC. El estándar SAE consiste en un voltaje alterno de 120/230 V, corriente máxima de 12/16 A, potencia del cargador de 1,4/1,9 kW, y tiempo de recarga entre 7 a 17 horas dependiendo tanto del tipo de vehículo como el estado de carga de la batería, y un costo de instalación de entre 500 a 800 dólares. Por otro lado, el estándar IEC considera un voltaje alterno de 230/450 V, corriente máxima de 16 A y una potencia del cargador de 3,7/11 kW. Por último, estos estándares consideran a vehículo eléctricos con una capacidad de batería dentro del rango entre 5 a 25 kWh.

2.3.6. Configuración de sistema eólico aislado de la red eléctrica con almacenamiento en baterías

Una configuración que no implementa generación fotovoltaica, pero que tiene una gran similitud con la metodología del dimensionamiento de un sistema de generación fotovoltaica, corresponde a un sistema eólico aislado de la red con sistema de almacenamiento en baterías, los cuales se presentan generalmente en sectores rurales sin acceso a la electricidad, y en donde la generación local se realiza a través de pequeñas turbinas eólicas de una potencia instalada menor a los 100 kW (ver Figura 2.18).

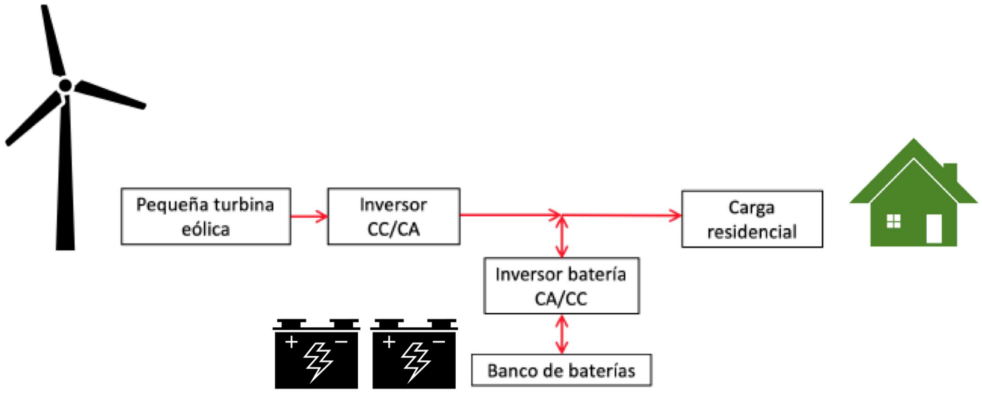


Figura 2.18: Esquema de la configuración de sistema eólico aislado de la red eléctrica con almacenamiento en baterías. Los flujos en rojo corresponden a la generación local, mientras que los flujos en azul corresponden a energía proveniente desde la red.
(Fuente: Elaboración propia)

En [15] se dimensiona la implementación de una pequeña turbina eólica para una casa ubicada en la Isla Santa María, Región del Bío Bío, Chile, en donde no se tenía acceso a la red eléctrica, por lo que la demanda

se suplía a partir de un sistema electrógeno que consistía en dos equipos principales de 200 kW cada uno, los cuales suplían la máxima potencia, y un equipo de 90 kW que es normalmente usado en horas de menor demanda. Legalmente en Chile, la generación eólica en pequeña escala se considera para sistemas con una potencia instalada menor a los 100 kW, que estén desconectados de la red eléctrica, y se presentan generalmente en zonas aisladas, como sistemas eólicos para una comunidad, o para sistemas híbridos en combinación con generación fotovoltaica, diesel, o ambos.

Según se señala en [15], la casa presentaba una superficie total de 52 m^2, y para la estimación del consumo energético se realizó un catastro de todos los dispositivos con mayor consumo junto a sus horas de utilización. Como no siempre es posible suplir a todos los dispositivos en ciertas ocasiones, se clasificaron los dispositivos por prioridad para el usuario, en donde en primer lugar se encuentran las iluminarias, en segundo lugar el refrigerador y el freezer, en tercer lugar los dispositivos electrónicos como la TV y la radio, y finalmente los electrodomésticos como la lavadora, plancha, computadora y el hervidor. De esta forma, a partir de la estimación del consumo energético, la potencia instalada del hogar es cercana a 5,2 kW, por lo que por razones de seguridad y futuras alzas en la demanda, se considera una turbina de mayor potencia que la instalada, del tipo Aerogenerador Inclin 6000 neo 48v J.Bornay, con una potencia nominal de 6 kW, voltaje continuo de 48 V, un diámetro de 3,7 m, un peso de bruto de 200 kg, y que necesita una velocidad del viento de 3 m/s para el arranque, 12 m/s para alcanzar su potencia nominal y 14 m/s para activar el freno automático. Por otro lado, la torre en donde se instala la turbina es del tipo Tower P/750/12, con una altura de 12 m, un peso de 270 kg y diseñada para proveer una gran resistencia a los esfuerzos que genera el viento. Con respecto al sistema de almacenamiento, se instalaron 4 baterías de plomo-ácido conectadas en paralelo del tipo ENERBAT E200-12, con una capacidad de 200 Ah a C10 y un voltaje nominal de 12 V. Además, se utilizan dos inversores/cargadores Phoenix Multiplus 48/3000/35, que tienen como función cargar las baterías y a la vez utilizar la energía de estas, con un voltaje de entrada de 48 V, una potencia nominal de 3000 W, intensidad de carga de 35 A, voltaje de salida de 220 V y una eficiencia del 95 %. Además, se destaca la importancia de un regulador de carga, que tiene como objetivo proteger las baterías de sobrecargas, y un freno manual para proteger a la turbina eólica de fuertes vientos. En relación al cableado, la máxima corriente de la turbina en casa fase es de 41.6 A, por lo que se opta por un cable de 3x16 mm, con una corriente máxima de 42 A y un largo de 10 m.

Finalmente, en [15] se indica que el mantenimiento se debe hacer de manera periódica cada 6 meses, y debe ser llevado a cabo por una empresa certificada, en donde se deben revisar y apretar todos los tornillos, realizar una inspección visual a las hélices, y revisar la condición del cableado y el sistema de frenado. Finalmente, el costo total del proyecto asciende a los CLP$ 12.500.000, con un payback de 26 años, lo cual no pareciera ser del todo rentable, debido a que es por mucho mayor a la vida útil de la turbina eólica escogida.

2.3.7. Tablas resumen de casos implementados

A continuación, se presentan tablas que resumen los detalles más importantes de cada uno de los casos implementados estudiados en la sección anterior:

Tabla 2.1: Aplicación según caso de estudio

Ref.	Sistema FV	Almacenamiento en baterías	Vehículos eléctricos	Pequeña turbina eólica	Recolección de datos
[4]	✓				
[5]	✓				✓
[6]					✓
[7]	✓	✓			
[8]	✓	✓			✓
[9]	✓	✓	✓		
[10]	✓		✓		✓
[11]	✓		✓		✓
[12]	✓		✓		✓
[13]	✓	✓	✓	✓	
[14]			✓		
[15]		✓		✓	✓

Tabla 2.2: Resumen de casos implementados de instalaciones de sistemas fotovoltaicos en Chile y el Mundo.

Ref.	**Edificación**	**Implementación**	**Especificaciones (A: Sistema de generación, B: Parámetros hogar, C: Parámetros vehículo eléctrico)**
[4]	Casa ubicada en Manta, Ecuador	Diseño de un sistema fotovoltaico a partir de datos simulados sobre radiación global, consumo, energía generada, y la energía inyectada a la red, mediante el software PVsyst	A) Potencia fotovoltaica requerida: 1.4 kWp, Energía anual generada: 1519.3 kWh/año B) Consumo energético diario: 17.8 kWh/día, Energía inyectada a la red eléctrica: 1398.3 MWh/año

Continúa en la siguiente página

Tabla 2.2 – *Continuación de la página anterior*

Ref.	**Edificación**	**Implementación**	**Especificaciones (A: Sistema de generación, B: Parámetros hogar, C: Parámetros vehículo eléctrico)**
[5]	Biblioteca de 4 pisos de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Concepción	Evaluación de factibilidad económica de la instalación del sistema fotovoltaico a partir de una encuesta para predecir el consumo energético, y la simulación de la generación de energía a partir del Explorador Solar de la Universidad de Chile	A) Paneles solares : Potencia panel: 250 Wp, Eficiencia: 18-22 %, Dimensiones: 1.64 x 0.99 m^2. B) Consumo energético diario: 150-450 kWh/día, Consumo energético mensual: 2000-10000 kWh/mensual, Superficie total de la biblioteca: 1368 m^2 (distribuidos en 4 niveles).
[6]	Barrio residencial de 21 casas en Reino Unido	Monitoreo de la potencia activa, durante 2 años, tanto del consumo total como de los electrodomésticos más demandantes de cada una de las casas.	
[7]	Residencial	Instalación en terreno	A) Potencia instalada: 6.72 kWp (24 paneles de 280 Wp), Capacidad utilizable almacenamiento: 6.6 kWh.
[8]	Residencias con distinto perfil de consumo en Qatar	Dimensionar el sistema de almacenamiento de baterías a partir de datos monitoreados del consumo energético, y datos experimentales sobre la generación fotovoltaica.	A) Sistema FV 1: 5 kW, Sistema FV 2: 20 kW.

Continúa en la siguiente página

Tabla 2.2 – *Continuación de la página anterior*

Ref.	**Edificación**	**Implementación**	**Especificaciones (A: Sistema de generación, B: Parámetros hogar, C: Parámetros vehículo eléctrico)**
[9]	Casa ZEH5, EEUU	Instalación en terreno	A) Potencia instalada: 2.5 kWp (12 paneles de 208 Wp), Capacidad almacenamiento: 10 kWh, Superficie utilizada: 210 ft^2. B) Consumo energético: 750-2000 W. C) Modelo: Toyota Prius, Batería: Hymotion 5 kWh iones-litio.
[10]	Centro comercial de Corea del Sur	Algoritmo para optimizar la carga de vehículos eléctricos para el personal de un centro comercial, simulando datos para el centro comercial a partir de datos reales de generación fotovoltaica de un colegio y del consumo energético de una empresa de servicios públicos de Corea del Sur	A) Simulaciones: - De datos un colegio con un sistema FV de 3 kW, simular la generación para el centro comercial con un sistema FV de 50 kW. - De datos de una empresa de servicios públicos, simular el consumo energético del centro comercial. B) Potencia cargadores: 1-7.7 kW C) 12 vehículos eléctricos idénticos, Capacidad baterías: 24 kWh
[11]	Cargas en la red eléctrica de Suecia	Recolección de datos reales	

Continúa en la siguiente página

Tabla 2.2 – *Continuación de la página anterior*

Ref.	**Edificación**	**Implementación**	**Especificaciones (A: Sistema de generación, B: Parámetros hogar, C: Parámetros vehículo eléctrico)**
[12]	Microred en una ciudad inteligente de Holanda, que se compone por una oficina, servidores de internet, tres hogares, y dos vehículos eléctricos	Simular cómo se comportan las curvas de consumo a partir de 4 diferentes algoritmos de manejo de la energía	A) Potencia instalada: 31 kWp B) Energía inyectada a la red eléctrica: 2.0-12.4 MWh/año C) Modelo: - Tesla Model S, Capacidad de batería: 85 kWh, Consumo energético: 0.233 kWh/km, Rango de autonomía: 340 km, Potencia del cargador: 22 kW. - Nissan Leaf, Capacidad de batería: 24 kWh, Consumo energético: 0.211 kWh/km, Rango de autonomía: 150 km, Potencia del cargador: 6.6 kW.
[13]	Estación de carga rápida de vehículos eléctricos	Modelación mediante algoritmos de la demanda y generación híbrida fotovoltaica-eólica	A) Múltiples casos: Superficie fotovoltaica: 0-1875 m^2, Capacidad almacenamiento: 0-500 kWh, Nº generadores eólicos: 1-4, Potencia generadores eólicos: 1-3 kW. B) Nº de cargadores: 1-10, Potencia cargadores: 50 kW, Consumo energético de la red: 0-300 kW. C) Baterías: bicicleta eléctrica: 3.6 kWh, auto pequeño: 16 kWh, auto grande: 25 kWh, van: 63 kWh.

Continúa en la siguiente página

Tabla 2.2 – *Continuación de la página anterior*

Ref.	**Edificación**	**Implementación**	**Especificaciones (A: Sistema de generación, B: Parámetros hogar, C: Parámetros vehículo eléctrico)**
[14]	Distintos tipos de edificaciones (residenciales, estacionamientos, compañía de ventas de vehículos, estaciones de servicios y carga)	Metodologías de carga estandarizadas para vehículos eléctricos de distinto tipo	A) Estándar SAE doméstico :: Voltaje (AC): 120-240 V, Corriente máxima (AC): 12-16 A, Potencia cargador: 1.4-1.9 kW, Tiempo de carga PHEV: 7 horas (0 %-100 % de carga de batería), Tiempo de carga BEV: 17 horas (20 %-100 % de carga de batería), Costo de instalación: 500-800 dólares. B) Estándar IEC doméstico :: Voltaje (AC): 230-450 V, Corriente máxima (AC): 16 A, Potencia cargador: 3.7-11 kW.
[15]	Casa sin conexión a la red eléctrica, en zona aislada de Isla Santa María, Región del Bío Bío, Chile	Evaluación de factibilidad económica de la implementación de un sistema con pequeña turbina eólica con sistema de almacenamiento en baterías, junto a las especificaciones técnicas de los componentes.	A) Potencia instalada aerogenerador: 6 kW, Capacidad de baterías: 4 x 200 Ah, Potencia nominal inversor/cargador: 2 x 3000 W. B) Potencia instalada: 5202 W, Consumo energético diario: 28.433 kWh/día, Consumo energético mensual: 852.99 kWh/mensual, Consumo energético bimestral: 5476.56 kWh/bimestre, Superficie total de la casa: 52 m^2 (distribuida en 4 niveles).

3 | Caso de estudio: Hogar en Viña del Mar

Este caso de estudio consiste en el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico con el fin de suplir una parte o la totalidad del consumo energético de un hogar inteligente en Viña del Mar en donde habita una pequeña familia. El consumo energético está compuesto principalmente por el uso de artefactos eléctricos, electrodomésticos y la simulación de la carga de un vehículo eléctrico.

En el presente capítulo, en la primera sección se desarrolla una memoria de cálculo para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías, utilizando para esto ecuaciones obtenidas a partir de diversas referencias. De esta forma, se determinan los componentes principales necesarios a considerar, junto con el análisis económico y los supuestos establecidos para los cálculos. Posteriormente, se realiza el dimensionamiento del sistema sin almacenamiento, en donde se utiliza un método similar al caso anterior.

3.1. Cálculo de sistema fotovoltaico con almacenamiento

La presente memoria de cálculo se divide en una serie de pasos secuenciales para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica con un sistema de almacenamiento de baterías, siguiendo la configuración de la Figura 3.1.

3.1.1. Paso 1: Cálculo del consumo energético

En este caso de estudio, se cuenta con la información sobre el consumo energético real para un hogar en Viña del Mar, el cual se detalla en la Figura A.2 del anexo. De esta forma, se dispone de los valores promedios diarios históricos del consumo para cada mes del año.

Por otro lado, se incluye la demanda energética que presenta la carga de un vehículo eléctrico Nissan Leaf e+ (ver Figura 3.2). Sin embargo, no resulta sencillo estimar este último, ya que dependerá de muchos factores, como la velocidad a la que circula, condiciones ambientales, tipo y estado de la ruta por donde se conduce (por ejemplo, en la ciudad habrá más detenciones que al circular por una carretera o en un sector rural, por

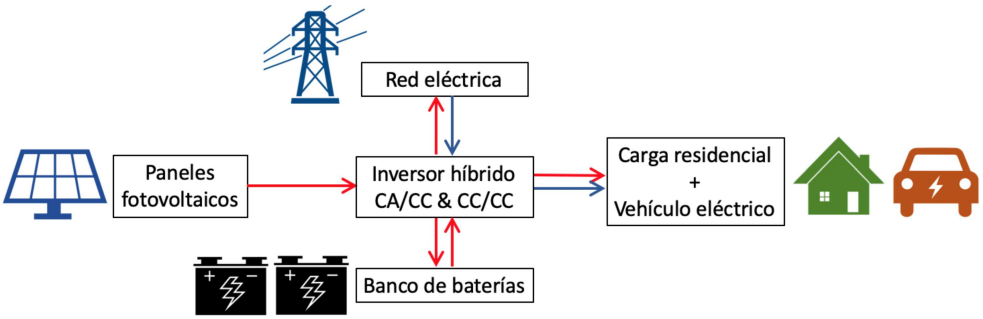


Figura 3.1: Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora inversor híbrido para la conversión de corriente continua a alterna y controlar la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica. (Fuente: Elaboración Propia)

lo que se generará un mayor consumo debido a las puestas en marcha en semáforos y/o a la congestión vehicular), entre otros. Debido a esto, es que se realiza una estimación simple del consumo a partir de los parámetros técnicos indicados por el fabricante (ver Tabla 3.1) [16].



Figura 3.2: Vehículo eléctrico Nissan Leaf e+. (Fuente: Electric Vehicle Database [16].)

Tabla 3.1: Parámetros principales del vehículo eléctrico.

Parámetros	**Descripción**
Modelo	Nissan Leaf e+
Autonomía	375 km (*)
Potencia del motor	160 kW
Capacidad real de la batería	62 kWh
Consumo real energético o Rendimiento	187 Wh/km (*)

Continúa en la siguiente página

Tabla 3.1 – *Continuación de la página anterior*

Parámetros	**Descripción**
Modo de carga (doméstico)	Conector de pared 2.3 kW (230V/10A), Tiempo de carga total: 28h45m, Velocidad de carga: 11 km/h

(*) Corresponde a la conducción en carreteras, en un ambiente climático medio con el mejor caso de temperatura de 23 ºC y sin el uso de aire-acondicionado

De esta forma, el cargador del vehículo presenta una potencia de 2,3 kW, y es capaz de cargar al vehículo con la energía requerida para un recorrido de 11 km, en una hora de carga. Por otro lado, debido a que el lugar correspondiente al caso de estudio se ubica en un sector urbano, se asume que no se recorren grandes distancias con el vehículo, junto a que se necesita compensar las pérdidas energéticas que se producen en las congestiones vehiculares en la ciudad. Es por esto, que se asume que en cada día los integrantes de la familia conducen un máximo de 22 kilómetros diarios durante el año, con el fin de mantener un margen de carga del vehículo.

De esta manera, para los cálculos se plantea la situación más crítica, en donde se asume que se conducirá siempre la máxima distancia estimada, requiriendo de esta forma, el uso del cargador durante un tiempo de 2 horas diarias, con el fin de cargar con la energía equivalente a los kilómetros recorridos. Por lo tanto, con estos supuestos, el consumo diario del cargador sería igual a 4,6 kWh/día para satisfacer los viajes cotidianos (ver Ecuación 3.1). Cabe destacar, que no se consideró la recarga total diaria para el vehículo eléctrico, evitando así el sobreconsumo desde la red eléctrica y disminuyendo el dimensionamiento requerido del sistema fotovoltaico.

$$C_{dc} = P_{cargador} \cdot \frac{D_{diaria}}{V_{carga}} \tag{3.1}$$

En donde:

- C_{dc}: Consumo energético diario del cargador en kWh/dia.
- $P_{cargador}$: Potencia del cargador del vehículo eléctrico escogido en kW.
- D_{diaria}: Distancia diaria promedio recorrida por el vehículo eléctrico en km.
- V_{carga}: Velocidad de carga del cargador en km/h.

Posteriormente, se estima el consumo promedio diario total del hogar en cada mes. Para esto, se adiciona el consumo del hogar al consumo energético de la carga del vehículo eléctrico (ver Ecuación 3.2). Luego, se grafican los resultados en la Figura 3.3, en donde se logra divisar que existe un mayor consumo durante los meses de invierno, siendo el más crítico el mes de Julio, lo cual se debe principalmente al uso de artefactos

de calefacción.

$$C_{dt} = C_{dh} + C_{dc} \tag{3.2}$$

En donde:

- C_{dt} : Consumo promedio diario total en kWh/día.
- C_{dh} : Consumo promedio diario del hogar en kWh/día.
- C_{dc} : Consumo energético diario del cargador del vehículo eléctrico en kWh/día (obtenido en Ecuación 3.1).

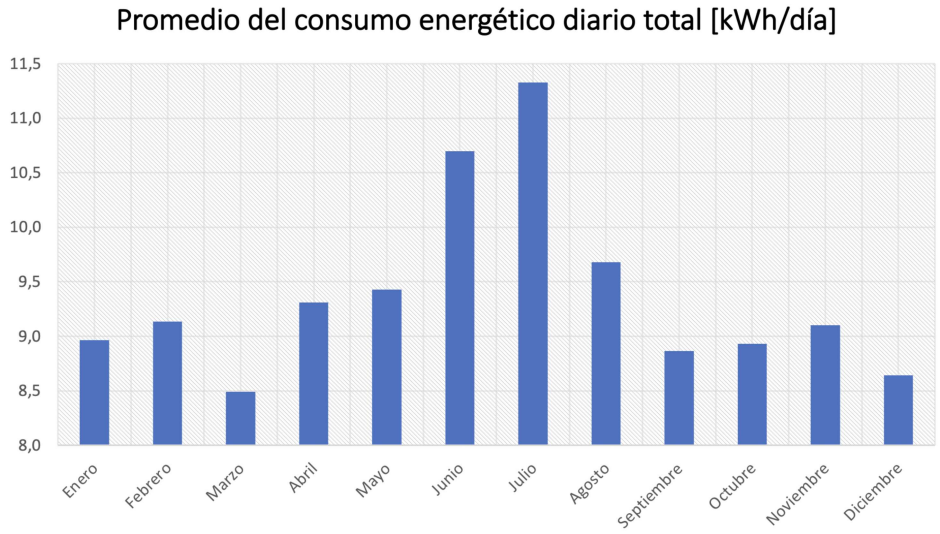


Figura 3.3: Gráfico de valores promedios del consumo energético diario total del hogar, incluyendo la demanda energética de la carga del vehículo eléctrico.
(Fuente: Elaboración propia)

Como se puede observar (ver Figura 3.4), el mes de mayor consumo energético diario corresponde a Julio con 11,33 kWh/día.

Mes	Consumo diario promedio hogar [kWh/día]	Consumo diario promedio vehículo eléctrico [kWh/día]	Consumo diario total [kWh/día]
Enero	4,37	4,60	8,97
Febrero	4,54	4,60	9,14
Marzo	3,89	4,60	8,49
Abril	4,71	4,60	9,31
Mayo	4,83	4,60	9,43
Junio	6,10	4,60	10,70
Julio	6,73	4,60	11,33
Agosto	5,08	4,60	9,68
Septiembre	4,27	4,60	8,87
Octubre	4,33	4,60	8,93
Noviembre	4,50	4,60	9,10
Diciembre	4,04	4,60	8,64

Figura 3.4: Tabulación de datos de promedios históricos mensuales sobre el consumo diario promedio del hogar, consumo diario promedio de la carga del vehículo eléctrico y el consumo diario total. (Fuente: Elaboración Propia)

3.1.2. Paso 2: Dimensionamiento arreglo fotovoltaico

En primer lugar, se requiere seleccionar un panel fotovoltaico que esté autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Para esto, se indagó en la lista de productos disponibles y se selecciónó un panel fotovoltaico de 410 Wp (ver parámetros en Tabla 3.2 y catálogo del fabricante en Figura B.1 y Figura B.2) [17].

Tabla 3.2: Parámetros principales del panel fotovoltaico seleccionado.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Ulica Solar
Modelo	UL-410M-144 Mono Half-cut Module
Potencia nominal	410 Wp (0/+5 Wp)
Eficiencia del módulo	20,18 %
Corriente corto circuito (Isc en STC)	10,55 A
Corriente en punto máximo (Impp en STC)	10,05 A
Voltaje de circuito abierto (Voc en STC)	49,7 V
Voltaje en punto máximo (Vmpp en STC)	40,8 V
Coeficiente de temperatura de Potencia máxima	-0,36 %/ºC
Temperatura nominal de operación de la celda fotovoltaica	45 ºC
Nº de celdas fotovoltaicas	144
Dimensiones celda fotovoltaica	158,75x79,375 mm
Área fotovoltaica efectiva	1,815 m2
Dimensiones del panel	2024x1004x40 mm

Continúa en la siguiente página

Tabla 3.2 – *Continuación de la página anterior*

Parámetros	**Descripción**
Clasificación máxima de fusibles	15 A

Condiciones estándares de testeo (STC): Irradiancia de 1000 W/m2, Temperatura del módulo de 25 ºC y AM1.5

Luego, a partir de datos del Explorador Solar, se obtienen los valores promedios de radiación global incidente horaria en un plano con inclinación igual a la latitud del lugar, para cada mes del año (ver Figura A.4 en el anexo). Como no se tienen datos para diferentes inclinaciones, se asume que los paneles fotovoltaico tendrán una inclinación igual a 33.03º, correspondiente a la latitud del lugar. Posteriormente, se obtiene la potencia teórica del panel fotovoltaico a partir de los datos de la radiación global incidente en el plano inclinado y los parámetros del panel fotovoltaico (ver Ecuación 3.3) [18]:

$$P_{tp} = RG_{inc} \cdot E_p \cdot A_{fp} \tag{3.3}$$

En donde:

- P_{tp}: Potencia teórica del panel fotovoltaico en un instante determinado, en W.
- RG_{inc}: Radiación global incidente en el plano inclinado igual a la latitud, en W/m^2.
- E_p: Eficiencia nominal del panel fotovoltaico.
- A_{fp}: Área fotovoltaica efectiva del panel en m^2, equivalente al área total de las celdas fotovoltaicas.

Luego, se determina la energía teórica generada por el panel fotovoltaico durante cada hora del día como (ver Ecuación 3.4) [18]:

$$E_{tp} = P_{tp} \cdot T_r \tag{3.4}$$

En donde:

- E_{tp}: Energía teórica generada por el panel fotovoltaico en una hora determinada del día en Wh.
- P_{tp}: Potencia teórica del panel fotovoltaico en un instante determinado, en W (obtenido en Ecuación 3.3).
- T_r: Intervalo de tiempo en el cuál existe el nivel de radiación global incidente correspondiente. En este caso, como los datos de la irradiación global son horarios, los intervalos utilizados son de 1 hora.

Luego, se tabulan los valores de la energía teórica generada por cada hora en un día del mes de Julio (ver Figura 3.5). Finalmente, la energía teórica diaria generada por cada panel fotovoltaico corresponde a la sumatoria de la energía horaria generada en cada una de las 24 horas del día (ver Ecuación 3.5) [18]:

Hora	Radiación global incidente en el plano inclinado a 33º [W/m^2]	Potencia teórica del panel [W]	Energía teorica generada [Wh]
0	0	0,0	0,0
1	0	0,0	0,0
2	0	0,0	0,0
3	0	0,0	0,0
4	0	0,0	0,0
5	0	0,0	0,0
6	0	0,0	0,0
7	0	0,0	0,0
8	6	2,2	2,2
9	218	79,8	79,8
10	361	132,2	132,2
11	463	169,5	169,5
12	489	179,1	179,1
13	514	188,2	188,2
14	520	190,4	190,4
15	456	167,0	167,0
16	350	128,2	128,2
17	267	97,8	97,8
18	4	1,5	1,5
19	0	0,0	0,0
20	0	0,0	0,0
21	0	0,0	0,0
22	0	0,0	0,0
23	0	0,0	0,0

Figura 3.5: Energía teórica promedio generada por cada panel fotovoltaico durante cada hora del día durante el mes crítico de Julio.
(Fuente: Elaboración Propia)

$$\mathrm{E_{tdp}} = \sum_{h=0}^{23} E_{thp} \tag{3.5}$$

En donde:

- $\mathrm{E_{tdp}}$: Energía teórica diaria generada por el panel fotovoltaico en Wh.
- $\mathrm{E_{tp}}$: Energía teórica generada por el panel fotovoltaico en una hora determinada del día en Wh (obtenida en Ecuación 3.4).

De esta manera, se obtiene una generación teórica diaria estimada de 1,336 kWh/día por panel durante el mes de Julio. Sin embargo, antes de proseguir, se necesita considerar las pérdidas energéticas que se generan en el sistema, las cuales afectan directamente a la energía generada. Estas se pueden clasificar como pérdidas térmicas, óhmicas, debido a la indisponibilidad del sistema, debido a la eficiencia de los componentes, entre otras. Ahora bien, en esta memoria de cálculo, las pérdidas térmicas se estiman a través de un método diferente al utilizado los demás tipos de pérdidas.

Por un lado, las pérdidas térmicas del panel fotovoltaico se definen a partir de la temperatura instantánea de

la celda fotovoltaica, temperatura instantánea ambiental y parámetros técnicos del panel que son entregados por el fabricante. De esta forma, primero se calcula el factor de pérdida térmica a través de la Ecuación 3.6 como [18]:

$$U = U_c + U_v \cdot Vel_v \tag{3.6}$$

En donde:

- U: Factor de pérdida térmica en W/(m^2*ΔT).
- U_c: Constante de pérdida térmica en W/(m^2*ΔT) (en donde se recomienda un valor de 29 para sistemas con libre circulación del aire [19].
- U_v: Factor proporcional al viento en W*s/(m^3*ΔT) (en donde se recomienda un valor de 0 para sistemas con libre circulación del aire [19].
- Vel_v: Velocidad local del viento en m/s.

Como el factor proporcional al viento en este caso es igual a cero, no se requieren datos acerca de la velocidad local del viento. De esta manera, el factor de pérdida térmica (U) se convierte en una constante igual a 29 W/(m^2*ΔT). Luego, se calcula la temperatura del módulo fotovoltaico en cada hora del día (ver Ecuación 3.7):

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{1}{U} \cdot \alpha \cdot RGI_{incl} \cdot (1 - E_p) \tag{3.7}$$

En donde:

- T_{cel}: Temperatura instantánea de la celda fotovoltaica en ºC.
- T_{amb}: Temperatura instantánea ambiental local en ºC.
- U: Factor de pérdida térmica en W/m^2*ΔT (obtenido en Ecuación 3.6).
- α: Fracción entre la radiación absorbida y la radiación reflejada por el panel fotovoltaico (Generalmente se utiliza 0,9) [19].
- RG_{inc}: Radiación global incidente en el plano inclinado en W/m^2.
- E_p: Eficiencia nominal del panel fotovoltaico.

Los datos horarios de la temperatura ambiente para cada mes del año se obtienen a partir del Explorador Solar (ver Figura A.5). Posteriormente, la pérdida térmica horaria de potencia durante cada hora del día se obtiene a partir de la Ecuación 3.8 como [18]:

$$P_{tpi} = Coef_T \cdot (T_{cel} - Tnom_{cel}) \cdot P_{tp} \tag{3.8}$$

En donde:

- P_{tpi}: Pérdida de potencia horaria por pérdida térmica del panel fotovoltaico en W.
- $Coef_T$: Coeficiente de pérdida de potencia en %/ºC del panel fotovoltaico por la variación de temperatura instantánea de la celda con respecto a la temperatura nominal de la celda. Este viene determinado por el fabricante del panel.
- T_{cel}: Temperatura instantánea horaria de la celda fotovoltaica en ºC (obtenido en Ecuación 3.7)
- $Tnom_{cel}$: Temperatura nominal de operación de la celda fotovoltaica (bajo condiciones NOCT), de la cual el fabricante del panel fotovoltaico obtiene el Coeficiente de pérdida de potencia ($Coef_T$), por lo tanto, una variación de la Temperatura instantánea de la celda fotovoltaica con respecto a esta, producirá una variación en la potencia conseguida del panel fotovoltaico [19].
- P_{tp}: Potencia teórica horaria del panel fotovoltaico en un instante determinado, en W.

Posteriormente, la potencia efectiva diaria generada por un módulo fotovoltaico durante Julio, después de considerar las pérdidas de potencia por efectos térmicos en el panel fotovoltaico, se obtiene a partir de la Ecuación 3.9 como:

$$P_{ehp} = P_{tp} - P_{tpi} \tag{3.9}$$

En donde:

- P_{ehp}: Potencia efectiva horaria del panel fotovoltaico, en W.
- P_{tp}: Potencia teórica del panel fotovoltaico en un horario determinado, en W (obtenido en Ecuación 3.3).
- P_{tpi}: Pérdida de potencia horaria por pérdida térmica del panel fotovoltaico en W (obtenida en Ecuación 3.8).

Consiguientemente, se tabulan los valores de la temperatura ambiental promedio local, temperatura instantánea de la celda fotovoltaica, la pérdida de potencia horaria debido a efectos térmicos en el panel, potencia teórica horaria y la potencia efectiva del panel fotovoltaico para cada hora del día durante el mes de Julio (ver Figura 3.6).

De esta forma, se obtiene que la pérdida de potencia por efectos térmicos en el panel adquiere un valor positivo durante todo el día, es decir, se genera más bien una ganancia en la potencia del panel, debido a que la temperatura instantánea de la celda es menor a la temperatura nominal de operación del panel durante gran parte del día, por lo que entre más baja es la temperatura del módulo mayor será la generación de este. Por otro lado, los bajos valores de temperatura instantánea de la celda se deben a las bajas temperaturas ambientales locales durante el mes de Julio, que corresponde a pleno invierno.

Luego, antes de calcular la energía generada por el panel fotovoltaico, se deben deben considerar los demás tipos de pérdidas, y aunque bien, existen varios métodos para poder estimarlas, en esta memoria de cálculo se utiliza el método de Factor de pérdida a través de la Ecuación 3.10, el cual considera n factores, los cuales permiten realizar una estimación previa de las pérdidas que se podrían generar en la generación fotovoltaica

Hora	T° horaria ambiental en °C	T° instantánea celda FV en °C	Pérdida de potencia horaria por efectos térmicos en W	Potencia teórica panel FV en W	Potencia efectiva panel FV en W
23	9,0	9,0	0,0	0,0	0,0
22	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0
21	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0
20	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0
19	11,0	11,0	0,0	0,0	0,0
18	12,0	12,1	0,2	1,5	1,6
17	14,0	20,6	8,6	97,8	106,3
16	15,0	23,7	9,8	128,2	138,0
15	16,0	27,3	10,6	167,0	177,6
14	16,0	28,9	11,0	190,4	201,5
13	15,0	27,7	11,7	188,2	199,9
12	14,0	26,1	12,2	179,1	191,2
11	13,0	24,5	12,5	169,5	182,1
10	11,0	19,9	11,9	132,2	144,1
9	9,0	14,4	8,8	79,8	88,6
8	7,0	7,1	0,3	2,2	2,5
7	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0
6	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0
5	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0
4	7,0	7,0	0,0	0,0	0,0
3	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0
2	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0
1	8,0	8,0	0,0	0,0	0,0
0	9,0	9,0	0,0	0,0	0,0

Figura 3.6: Tabulación de datos de la temperatura instantánea de la celda fotovoltaica, la pérdida de potencia horaria debido a efectos térmicos en el panel, potencia teórica horaria y la potencia efectiva del panel fotovoltaico para cada hora del día durante el mes de Julio.
(Fuente: Elaboración propia)

[20] [21]:

$$F_{per} = \prod_{i=1}^{n} f_i \tag{3.10}$$

En donde:

- F_{per}: Corresponde al factor de pérdida del sistema.
- F_i: Corresponde a los factores considerados para determinar el factor de pérdida. En este caso de estudio se consideró:
  - F_{tol}: Debido a la tolerancia de la potencia nominal del panel fotovoltaico que indica el fabricante. En este caso, se indica 0/+5 W, por lo que en el peor caso no habría una pérdida de potencia en el módulo, y de esta forma se considera este factor como 1 [20].

- F_{inv}: En el caso de un sistema con almacenamiento, corresponde a la eficiencia del inversor híbrido, o bien, a la multiplicación de la eficiencia del inversor por la eficiencia del controlador de carga. En el caso de un sistema sin almacenamiento, sólo corresponde a la eficiencia del inversor. En nuestro caso, se selecciona un valor conservador de 0,88 [20].
- F_{emod}: Debido al error de los módulos instalados, y el cual genera pérdidas causadas por pequeñas diferencias en los parámetros entre estos. Un valor recomendado es utilizar 0,98 [20] [22].
- F_{dio}: Debido a las pérdidas que se producen en los diodos y terminales de conexión. Un valor recomendado es 0,995 [20].
- F_{cc}: Debido a las pérdidas que se producen en el cableado eléctrico de corriente continua. Un valor recomendado para 0,98 [20].
- F_{ca}: Debido a las pérdidas que se producen en el cableado eléctrico de corriente alterna. Un valor recomendado para 0,99 [20].
- F_{ens}: Debido a las pérdidas que se producen debido al ensuciamiento de los módulos. Un valor recomendado es 0,95 [20].
- F_{ind}: Debido a las pérdidas que se generan debido a la indisponibilidad del sistema, ya sea por fallas en equipos o paradas de mantenimiento. Un valor recomendado es 0,98 [20].
- F_{som}: Debido a las pérdidas que se generan debido a las sombras externas sobre los paneles, sin embargo, este dependerá del entorno local en donde se instale el sistema fotovoltaico. Un valor recomendado es 0,9 [20].

De esta manera, se obtiene un factor de pérdida de 0,698, con los valores asumidos anteriormente. Luego, se obtiene la energía efectiva horaria generada por cada panel fotovoltaico después de considerar las pérdidas energéticas. Para esto se tiene la Ecuación 3.11 como [20] [21]:

$$E_{ehp} = P_{ehp} \cdot T_{pe} \cdot F_{per} \tag{3.11}$$

En donde:

- E_{ehp}: Energía efectiva horaria generada por cada panel fotovoltaico, en Wh.
- P_{ehp}: Potencia efectiva horaria del panel fotovoltaico, en W (obtenido en Ecuación 3.9).
- T_{pe}: Intervalo de tiempo en el cuál actúa en promedio la potencia efectiva calculada de cada panel. En este caso, como los datos son horarios, los intervalos utilizados son de 1 hora.
- F_{per}: Factor de pérdida del sistema (obtenido en Ecuación 3.10).

Por último, se obtiene la energía efectiva diaria generada por cada panel fotovoltaico, la cual corresponde a la sumatoria de la energía efectiva horaria en cada una de las 24 horas del día (ver Ecuación 3.12) [18]:

$$E_{edp} = \sum_{h=0}^{23} E_{ehp} \tag{3.12}$$

En donde:

- E_{edp}: Energía efectiva diaria generada por cada panel fotovoltaico, en Wh.
- E_{ehp}: Energía efectiva horaria generada por cada panel fotovoltaico, en Wh (obtenida en Ecuación 3.11).

Hora	Potencia efectiva panel FV en W	Factor de pérdida	Energía efectiva horaria panel FV en Wh
23	0,0	0,698	0,0
22	0,0	0,698	0,0
21	0,0	0,698	0,0
20	0,0	0,698	0,0
19	0,0	0,698	0,0
18	1,6	0,698	1,1
17	106,3	0,698	74,2
16	138,0	0,698	96,3
15	177,6	0,698	123,9
14	201,5	0,698	140,5
13	199,9	0,698	139,5
12	191,2	0,698	133,4
11	182,1	0,698	127,0
10	144,1	0,698	100,5
9	88,6	0,698	61,8
8	2,5	0,698	1,7
7	0,0	0,698	0,0
6	0,0	0,698	0,0
5	0,0	0,698	0,0
4	0,0	0,698	0,0
3	0,0	0,698	0,0
2	0,0	0,698	0,0
1	0,0	0,698	0,0
0	0,0	0,698	0,0
		Energía efectiva diaria panel FV en Wh	999,96

Figura 3.7: Tabulación de datos la potencia horaria efectiva del panel fotovoltaico, el factor de pérdidas aplicado y la energía efectiva horaria generada durante un día de Julio. Adicionalmente, se observa la energía efectiva diaria generada por cada panel fotovoltaico.
(Fuente: Elaboración propia)

Como se puede observar a partir de los datos tabulados en la Figura 3.7, se obtiene que finalmente cada panel generará 0,99 kWh/día. Por último, la cantidad de paneles fotovoltaicos requeridos se determina con la Ecuación 3.13 como [18]:

$$N_{pf} = \frac{C_{dt}}{E_{edp}} \tag{3.13}$$

En donde:

- N_{pf}: Número de paneles fotovoltaicos necesarios para suplir la totalidad del consumo en el mes más crítico
- C_{dt} : Consumo promedio diario total en kWh/día (obtenido en Ecuación 3.2).
- E_{edp}: Energía efectiva diaria generada por cada panel fotovoltaico, en Wh (obtenida en Ecuación 3.12).

Así, se obtienen 11,33 paneles, es decir, aproximando al entero superior, se requiere de la instalación de 12 paneles fotovoltaicos.

3.1.3. Paso 3: Dimensionamiento del inversor

Para este sistema interconectado a la red y con almacenamiento de baterías, se requiere por un lado de un controlador de carga para el banco de baterías y de un inversor para transformar la corriente continua, proveniente desde el arreglo fotovoltaico o del banco de baterías, a corriente alterna para suplir la demanda energética del hogar. Sin embargo, actualmente existen en el mercado inversores híbridos, especialmente diseñados para este tipo de conexiones, y lo cuales tienen la capacidad de cubrir las funciones de inversor y controlador de carga dentro de un mismo dispositivo.

Por otro lado, en el paso anterior, se calculó la potencia efectiva del arreglo fotovoltaico a partir de la radiación global incidente del mes de Julio, en donde existen los niveles más bajos de irradiancia. Sin embargo, durante el mes de Enero los niveles de irradiancia llegan hasta un máximo promedio de 961 W/m^2 en algunos horarios (ver Figura A.4), lo que es mucho mayor que los niveles de irradiación durante los meses de invierno. Debido a esto, como criterio de seguridad la potencia del inversor se dimensiona en base a condiciones STC con una radiación global incidente de 1000 W/m^2 [18]. Luego, la potencia instalada del sistema fotovoltaico en STC viene determinada por la Ecuación 3.14 como [18]:

$$P_{sf} = N_{pf} * Pnom_{p} \tag{3.14}$$

En donde:

- P_{sf}: Potencia instalada del sistema fotovoltaico en kW bajo STC.
- N_{pf}: Número de paneles fotovoltaicos requeridos (obtenido en Ecuación 3.13).
- $Pnom_{p}$: Potencia nominal del panel fotovoltaico en kW bajo STC (obtenido de Tabla 3.2).

De esta forma, el sistema presenta una potencia fotovoltaica instalada de 4,92 kWp en STC. Luego, para poder dimensionar la potencia del inversor, es recomendable que esta sea ligeramente superior a la potencia fotovoltaica instalada del sistema, ya que de esta forma el inversor trabajaría siempre dentro de su rango de operación y se evitarían las pérdidas por sobrecarga en este. Finalmente, la potencia del inversor se determina

a partir de la Ecuación 3.15 como [23]:

$$\mathrm{Pnom_{inv}} = \frac{\mathrm{P_{sf}}}{\mathrm{E_{inv}} \cdot \mathrm{N_{inv}}} \tag{3.15}$$

En donde:

- $\mathrm{Pnom_{inv}}$: Potencia nominal de salida en corriente alterna del inversor, en kW.
- $\mathrm{P_{sf}}$: Potencia instalada del sistema fotovoltaico en kW bajo STC (obtenido en Ecuación 3.14).
- $\mathrm{E_{inv}}$: Eficiencia nominal estimada del inversor.
- $\mathrm{N_{inv}}$: Número de inversores a utilizar.

Sin embargo, como aún no se selecciona este componente, se asume un valor conservador de eficiencia del inversor del 88 %, para de esta forma, la estimación de una eficiencia menor a la del componente seleccionado sólo garantizará una mayor generación de energía, cumpliendo con la demanda energética, mientras que en el caso contrario, el déficit energético puede ser puede ser suministrado desde la red eléctrica [18] [20]. Por otro lado, se asume que se utilizará sólo un inversor híbrido, debido a disponibilidad en el mercado de equipos con la potencia nominal requerida.

De esta forma, la potencia nominal de salida que se requiere del inversor es de 5,59 kW. Sin embargo, no existen inversores disponibles en el mercado con tal potencia, por lo que se aproxima a la potencia normalizada más cercana de 5,5 kW. Ahora bien, existen un gran debate en cuanto al dimensionamiento del inversor, ya que en una primera instancia se deben seguir las indicaciones de cada fabricante en particular, debido a la gran variedad de tecnología existente en el mercado. Por lo tanto, en caso de que no se tenga información desde el fabricante, se puede proceder al método utilizado en la presente tesis. Finalmente, es posible utilizar otras potencias de inversores, incluso menor a la potencia instalada fotovoltaica, siempre y cuando se verifique previamente que el voltaje de circuito abierto, la corriente de corto circuito y la potencia fotovoltaica del sistema en STC, estén dentro de los rangos permitidos de los parámetros del inversor seleccionado, evitando de esta forma, por ejemplo, sobretensiones que puedan provocar daños al equipo [20].

De esta manera, se selecciona el inversor híbrido InfiniSolar E 5.5KW, el cual tiene la capacidad de doble función como inversor y controlador de carga del banco de baterías (ver Tabla 3.3, Figura B.3 y Figura B.4 del anexo).

Tabla 3.3: Parámetros principales del inversor híbrido.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Voltronic Power
Modelo	InfiniSolar E 5.5KW
Potencia Nominal	5500 W

Continúa en la siguiente página

Tabla 3.3 – *Continuación de la página anterior*

Parámetros	**Descripción**
Potencia máxima fotovoltaica permitida	6500W
Voltaje alterno de entrada y salida	184-264.5 Vca
Corriente alterna máxima de entrada	40 A
Corriente alterna máxima de salida	23,9 A
Eficiencia máxima del inversor	96 %
Eficiencia máxima del controlador de carga	93 %
Voltaje del banco de baterías	48 Vcc
Corriente continua máxima de carga del banco de baterías	60 A
Rango de voltaje de operación MPPT del arreglo fotovoltaico	120-450 Vcc
Voltaje máximo de circuito abierto del arreglo fotovoltaico	500 Vcc
Número de entradas MPPT	2
Corriente continua máxima por entrada MPPT	13 A

3.1.4. Paso 4: Tipo de conexión entre paneles fotovoltaicos según restricciones del inversor

Se debe determinar la forma de conexión apropiada del arreglo fotovoltaico, a partir de los rangos máximos de operación del inversor escogido. Así, el número máximo de paneles en serie se determina a partir de la Ecuación 3.16 como [18]:

$$\mathrm{Nmax_s} = \frac{\mathrm{Vmax_{MPPT}}}{\mathrm{Voc_p}} \tag{3.16}$$

En donde:

- $\mathrm{Nmax_s}$: Número máximo permitido de paneles fotovoltaicos conectados en serie dentro de cada hilera en paralelo
- $\mathrm{Vmax_{MPPT}}$: Voltaje máximo del rango de operación MPPT del inversor, en volts (ver Tabla 3.3).
- $\mathrm{Voc_p}$: Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico seleccionado, el cual es entregado por el fabricante en volts (ver Tabla 3.2).

De esta forma, se obtiene un número máximo de paneles fotovoltaicos instalados en serie de 9,05, por lo tanto, aproximando al entero inferior, se permite por restricciones del inversor conectar hasta 9 paneles en serie. Luego, se determina el número máximo de hileras de paneles en paralelo permitidas con la Ecuación 3.17

como [18]:

$$\mathrm{Nmax_{hp}} = \frac{\mathrm{Cmaxen_{inv}}}{\mathrm{Ccc_p}} \tag{3.17}$$

En donde:

- $\mathrm{Nmax_{hp}}$: Número máximo permitido de hileras en paralelo de paneles fotovoltaicos
- $\mathrm{Cmaxen_{inv}}$: Corriente continua máxima, por entrada MPPT, permitida por el inversor en amperes (ver Tabla 3.3).
- $\mathrm{Ccc_p}$: Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico seleccionado en amperes, la cual es entregada por el fabricante (ver Tabla 3.2).

De esta forma, se obtiene un número máximo de hileras en paralelo de 1,23, por lo tanto, aproximando al entero inferior, se permite por restricciones del inversor instalar como máximo 1 hilera de paneles fotovoltaicos por cada entrada MPPT del inversor. Ahora bien, el inversor seleccionado dispone de dos entradas MPPT, las cuales permiten conectar dos arreglos fotovoltaicos independientes entre sí, formando una conexión en paralelo dentro del inversor (ver Tabla 3.3). Por lo tanto, se podrían conectar hasta 2 hileras independientes al inversor.

Por otro lado, se busca tener la mayor cantidad de paneles en serie posible, con el fin de aumentar el voltaje del arreglo fotovoltaico, para de esta manera requerir de un cableado de menor sección transversal y evitar las pérdidas óhmicas [18]. De esta forma, el arreglo fotovoltaico consiste en 2 hileras independientes conectadas a cada entrada MPPT del inversor, con 6 paneles fotovoltaicos conectados en serie en cada una. Por último, se obtienen los parámetros del arreglo fotovoltaico. Por un lado, la corriente en el punto de máxima potencia del sistema se obtiene a partir de la Ecuación 3.18 como [18]:

$$\mathrm{Cmpp_s} = \mathrm{Cmpp_p} \cdot \mathrm{N_{hp}} \tag{3.18}$$

En donde:

- $\mathrm{Cmpp_s}$: Corriente en el punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico en amperes.
- $\mathrm{Cmpp_p}$: Corriente en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico en amperes, la cual viene entregada por el fabricante (ver Tabla 3.2).
- $\mathrm{N_{hp}}$: Número de hileras en paralelo de paneles fotovoltaicos.

De esta manera, se obtiene una corriente en el punto de máxima potencia del sistema de 20,01 A, la cual cumple con ser menor a la corriente continua máxima de entrada desde el arreglo fotovoltaico permitida por el inversor, correspondiente a 26 A (es decir, dos entradas MPPT con un máximo de 13 A cada una) (ver Tabla 3.3).

Por otro lado, se obtiene el voltaje en el punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico con la Ecua-

ción 3.19 como [18];

$$\mathrm{Vmpp_s} = \mathrm{Vmpp_p} \cdot \mathrm{N_{ps}} \tag{3.19}$$

En donde:

- $\mathrm{Vmpp_s}$: Voltaje en el punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico en volts.
- $\mathrm{Vmpp_p}$: Voltaje en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico en volts, la cual viene entregada por el fabricante (ver Tabla 3.2).
- $\mathrm{N_{ps}}$: Número de paneles fotovoltaicos instalados en serie en cada hilera.

De esta manera, se obtiene un voltaje en el punto de máxima potencia del sistema fotovoltaico de 244,8 Vcc, el cual cumple con encontrarse dentro del rango del voltaje de operación MPPT del inversor entre 120 y 450 Vcc.

Luego se debe corroborar que los parámetros técnicos del inversor sean los apropiados. Para esto, primero se calcula el voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico con la Ecuación 3.20 como [18]:

$$\mathrm{Voc_s} = \mathrm{Voc_p} \cdot \mathrm{Np_s} \tag{3.20}$$

En donde:

- $\mathrm{Voc_s}$: Voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico en volts.
- $\mathrm{Voc_p}$: Voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico seleccionado en volts, el cual es entregado por el fabricante (ver Tabla 3.2).
- $\mathrm{Np_s}$: Número de paneles fotovoltaicos instalados en serie en cada hilera.

De esta forma, se obtiene un voltaje de circuito abierto del sistema fotovoltaico de 298,2 V, el cual cumple con ser menor al voltaje máximo fotovoltaico de circuito abierto permitido por el inversor de 500 V (ver Tabla 3.3). Luego, se calcula corriente de corto circuito del sistema con la Ecuación 3.21 como [18]:

$$\mathrm{Ccc_s} = \mathrm{Ccc_p} \cdot \mathrm{N_{hp}} \tag{3.21}$$

En donde:

- $\mathrm{Isc_s}$: Corriente de circuito cerrado del sistema fotovoltaico
- $\mathrm{Ccc_p}$: Corriente de corto circuito del panel fotovoltaico seleccionado en amperes, la cual es entregada por el fabricante (ver Tabla 3.2).
- $\mathrm{N_{hp}}$: Número de hileras en paralelo de paneles fotovoltaicos.

De esta forma, se tiene que cada hilera presenta una corriente de corto circuito de 10,55 A, la cual es menor a

la corriente máxima permitida por entrada MPPT del inversor de 13 A. Luego, la corriente de corto circuito del sistema fotovoltaico es de 21,1 A, la cual cumple con ser menor a la corriente continua máxima de entrada desde el arreglo fotovoltaico permitida por el inversor, correspondiente a 26 A (es decir, dos entradas MPPT con un máximo de 13 A cada una). Finalmente, la potencia instalada del sistema fotovoltaico en STC de 4,92 kW, cumple con ser menor a la potencia máxima fotovoltaica permitida por el inversor de 6,5 kW (ver Tabla 3.3).

3.1.5. Paso 5: Superficie requerida

En una primera instancia, es posible estimar la superficie mínima requerida para la instalación del sistema fotovoltaico mediante la Ecuación 3.22 como [18]:

$$S_{min} = A_p \cdot N_{pf} \tag{3.22}$$

En donde:

- S_{min}: Superficie mínima requerida para la instalación de los paneles fotovoltaicos en m^2.
- A_p: Área total del panel en m^2, obtenida a partir de las dimensiones entregada por el fabricante (ver Tabla 3.2).
- N_{pf}: Número de paneles fotovoltaicos necesarios.

De esta manera, se requiere de una superficie fotovoltaica de 24,39 m^2. Sin embargo, esta sólo se considera en el caso de que se disponga de una hilera, o bien, cuando todos los paneles se instalan en un mismo plano, por ejemplo, directamente en el tejado o en una estructura de soporte que lo permita.

Ahora bien, en el caso de que disponga de más de una hilera de paneles separadas entre ellas, se debe considerar además el espacio mínimo requerido entre estas, con el fin de evitar posibles sombras que genera la primera hilera a las posteriores, y que afectan directamente la generación fotovoltaica. Para esto se utiliza la Ecuación 3.23 como [18]:

$$D_{min} = \frac{L_{pan} \cdot \sin(\beta - i) \cdot \cos(\psi)}{\tan(H + i)} \tag{3.23}$$

En donde:

- D_{min}: Distancia mínima entre las hileras de paneles fotovoltaicos, en metros.
- L_{pan}: Largo vertical del panel fotovoltaico, en metros (ver Tabla 3.2).
- β: Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico con respecto a la horizontal, en grados.
- ψ: Ángulo azimutal del sol con respecto al panel, en grados. Se determina a partir de la primera o última hora de irradiación considerada, dependiendo del caso (ver Figura A.6).

- H: Ángulo de elevación del sol con respecto a una superficie horizontal en la tierra, en grados. Se determina a partir de la primera o última hora de irradiación considerada, dependiendo del caso (ver Figura A.6).
- i: Ángulo de inclinación del tejado con respecto a la horizontal, en grados. Según el instructivo técnico en [24], estos deben tener una inclinación mínima, dependiendo de las condiciones meteorológicas del lugar.

Siguiendo este planteamiento, para obtener la sombra más crítica durante el año, se debe considerar día de solsticio de invierno correspondiente al 21 Junio, en donde se genera la proyección de sombra más larga de los paneles. De esta forma, se observa por un lado, que a partir de los datos de irradiación local (ver Figura A.4), la radiación solar durante los meses de invierno es significante sólo hasta las 18:00 pm (hora solar). Sin embargo, a partir de la Figura A.6, se observa que a partir de las 17:00 (hora solar) para el 21 de Junio, el sol ya se puesto en el horizonte, por lo que teóricamente se produciría una proyección de la sombra infinita por los paneles, mientras que si nos acercamos al mediodía, la proyección de la sombra es cada vez menor. Es por esto, que se asume a las 16:30 (hora solar) como último momento en donde se aprovecharía al máximo la producción de los paneles, sin la generación de sombras en estos. Con este valor escogido, se obtiene, a partir de la carta solar, una elevación solar de 7° y un ángulo azimutal de -55°.

Por otro lado, se tiene que los paneles serán instalados de forma vertical, a una inclinación de 33,03°, y se realizó el cálculo tanto para un techo horizontal como para un tejado con una pendiente en 30°, según se recomienda para zonas lluviosas y con fuertes vientos [24]. De esta forma, se obtiene que la separación mínima entre las hileras de paneles es de 5,2 m para un techo horizontal, mientras que para el techo con inclinación es de tan sólo 0,08 m. Luego, para calcular la superficie total requerida, se asume que la disposición de los paneles en el tejado corresponde al tipo de conexión entre estos, es decir, se tendrán dos hileras de seis paneles. Finalmente, se obtiene la superficie requerida con la Ecuación 3.24 como:

$$S_{req} = A_{pan} \cdot Np_s \cdot (\cos(\beta) \cdot L_{pan} \cdot N_{hp} + (N_{hp} - 1) \cdot D_{min}) \tag{3.24}$$

En donde:

- S_{req}: Superficie requerida en el tejado para la instalación de los paneles fotovoltaicos en m^2.
- A_{pan}: Ancho horizontal del panel fotovoltaico, en metros (ver Tabla 3.2).
- Np_s: Número de paneles fotovoltaicos instalados en serie en cada hilera.
- β: Ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico con respecto a la horizontal, en grados.
- L_{pan}: Largo vertical del panel fotovoltaico, en metros (ver Tabla 3.2).
- N_{hp}: Número de hileras en paralelo de paneles fotovoltaicos.
- D_{min}: Distancia mínima entre las hileras de paneles fotovoltaicos, en metros (obtenido en Ecuación 3.23).

Finalmente, se obtiene que para un techo horizontal, se requiere de una superficie mínima en el tejado de 51,5 m^2, mientras que para un tejado con una inclinación de 30°, se requiere de 24,8 m^2. Por lo tanto, se puede concluir que la superficie requerida para la instalación del arreglo fotovoltaico dependerá directamente de la inclinación del tejado, y se mantendrá dentro de este rango obtenido si la inclinación del tejado se encuentra entre 0° y 30°.

3.1.6. Paso 6: Dimensionamiento del banco de baterías

Según lo estudiado en el estado del arte del presente trabajo de título, el banco de baterías puede ser dimensionado en base a diferentes objetivos, ya sea como respaldo energético, reducción de picos de potencia o realizar un gestión de energía que permita obtener beneficios económicos. Sin embargo, para este caso de estudio, el dimensionamiento se realiza en base a los días de autonomía requeridos para abastecer de la energía necesaria para suplir el consumo energético durante este período. De esta forma, en una primera instancia se calcula la capacidad mínima que se requiere del banco de baterías requerida con la Ecuación 3.25) como [18]:

$$\mathrm{Creq_{bb}} = \frac{\mathrm{N_{da}} \cdot \mathrm{F_s} \cdot \mathrm{C_{dt}}}{\mathrm{V_{bb}} \cdot \mathrm{Dod}} \tag{3.25}$$

En donde:

- $\mathrm{Creq_{bb}}$: Capacidad mínima requerida del banco de baterías en Ah
- $\mathrm{N_{da}}$: Número de días de autonomías deseado
- $\mathrm{F_s}$: Factor de seguridad, el cual se considera en casos donde se presentan equipos críticos o en hogares aislados de la red eléctrica.
- $\mathrm{C_{dt}}$: Consumo promedio diario total en kWh/día (obtenido en Ecuación 3.2).
- $\mathrm{V_{bb}}$: Voltaje del banco de baterías en volts, el cual viene determinado por los parámetros del inversor seleccionado (ver Tabla 3.3).
- Dod: Porcentaje de profundidad de descarga máxima del banco de baterías.

En donde, se considera 1 día de autonomía, es decir, el banco de baterías debe capaz de almacenar como mínimo la energía equivalente al consumo energético diario en el mes de Julio. Por otro lado, el factor de seguridad en este caso se considera igual a 1, ya que el banco de baterías no resulta ser un componente crítico, debido a que el hogar está interconectado a la red eléctrica. También, el voltaje del banco de baterías viene definido por los parámetros del inversor híbrido seleccionado, en donde sólo se permite un voltaje de 48 Vcc, cumpliendo a la vez con el requisito de que el voltaje del sistema fotovoltaico sea mayor por sobre 5 V que el voltaje del banco de baterías, con el fin de dar arranque al funcionamiento de controlador de carga [18]. Finalmente, la profundidad de descarga de la batería se asume del 45 %, que corresponde a un valor conservador, el cual que permite dar una mayor vida útil de las baterías, reduciendo así los costos asociados

al reemplazo de estas.

De esta manera, se obtiene una capacidad mínima requerida del banco de baterías de 525 Ah. A partir de este valor, se calcula la capacidad individual de cada batería. Para esto, primero se asume la cantidad hileras en paralelo de baterías a utilizar, en donde se recomienda considerar hasta un máximo de dos, ya que en el caso de ser más, las hileras extremas estarían sometidas a cargas y descargas disparejas, las cuales producen un gran acortamiento en la vida útil de estas [18]. De esta forma, la capacidad de las baterías se determina con la Ecuación 3.26 como [18]:

$$\mathrm{Creq_{bat}} = \frac{\mathrm{Creq_{bb}}}{\mathrm{N_{hb}}} \tag{3.26}$$

En donde:

- $\mathrm{Creq_{bat}}$: Capacidad mínima requerida de cada batería Ah.
- $\mathrm{Creq_{bb}}$: Capacidad mínima requerida del banco de baterías en Ah (obtenida en Ecuación 3.25).
- $\mathrm{N_{hb}}$: Número de hileras de baterías seleccionado. Se recomienda como máximo dos hileras.

De esta forma, se asume sólo una hilera de baterías, ya que en el mercado existen baterías disponibles que cumplan con la capacidad mínima requerida de 525 Ah. Luego, a partir de este valor se elige una batería con un voltaje nominal de 8 V y una capacidad de 568 Ah para una velocidad de descarga de 20 horas, es decir, el banco de batería es capaz de suplir una demanda energética diaria de 12,27 kWh (mayor al consumo promedio diario energético en el hogar de 11,33 kWh en el mes Julio) durante 20 horas en el día (ver parámetros en Tabla 3.4 y Figura B.5 del anexo). Así, con la profundidad de descarga asumida del 45 %, la vida útil de la baterías según el fabricante es cercana a los 4800 ciclos (ver Figura 3.8), lo que equivale a una vida útil de 13,15 años, asumiendo que se produce un ciclo de carga/descarga durante cada día, y sin considerar el desgaste de la batería durante el paso del tiempo [25].

Tabla 3.4: Parámetros principales de la batería de ciclo profundo seleccionada.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Rolls
Modelo	Flooded Deep Cycle Battery 8 CS 17P
Tipo de batería	Batería de plomo-ácido inundada de ciclo profundo
Voltaje nominal	8 V
Capacidad nominal C20 (descarga en 20 horas)	568 Ah

Finalmente, el banco de baterías se conforma de 1 hilera con 6 baterías en serie, presentando una capacidad de 568 Ah (C20) y un voltaje nominal de 48 Vcc.

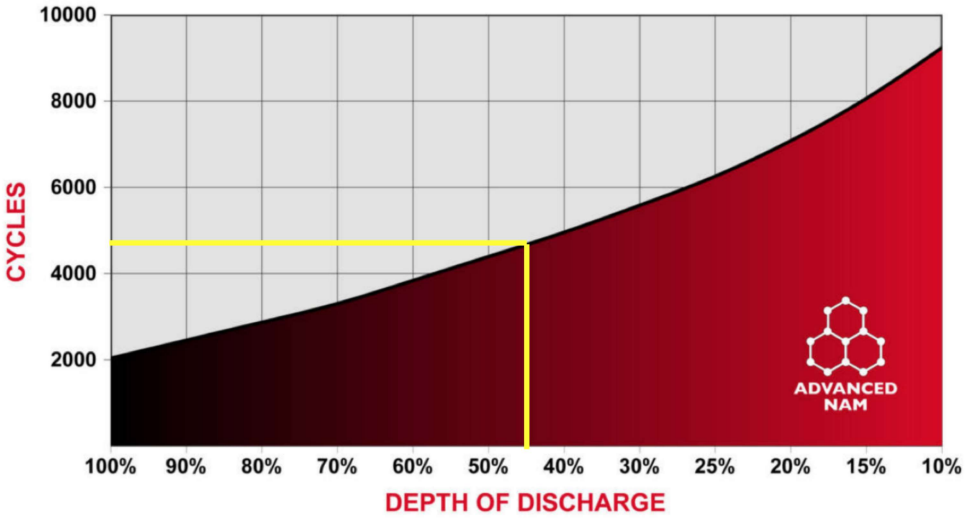


Figura 3.8: Curva ciclos de vida útil v/s Profundidad de descarga de la batería.
(Fuente: Battery engineering [26])

3.1.7. Paso 7: Dimensionamiento del cableado eléctrico

3.1.7.1. Cálculo conductores de corriente continua

Se tienen 2 tramos de corriente continua, desde el arreglo fotovoltaica hasta el inversor, y desde el banco de baterías al inversor. Según el instructivo técnico de la Norma Chilena para tramos de corriente continua se tiene que [27]:

- "11.8 Los conductores de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5 %."

Por lo tanto, el cálculo de la caída de tensión en corriente continua se determina con la Ecuación 3.27 como [27]:

$$\mathrm{Cten_{cc}} = \frac{2 * \mathrm{D_{con}} * \mathrm{R_c} * \mathrm{I_{max}}}{\mathrm{S_t}} \tag{3.27}$$

En donde:

- $\mathrm{Cten_{cc}}$: Caída de tensión en el cableado de corriente continua en volts.
- $\mathrm{D_{con}}$: Distancia entre los terminales de conexión, en metros.
- $\mathrm{R_c}$: Resistividad del material del cable eléctrico en $\Omega * mm^2/\mathrm{m}$
- $\mathrm{Cc_{max}}$: Corriente continua máxima que circula por el cableado, en amperes.

- S_t: Sección transversal del cable (sin considerar el recubrimiento aislante) en mm^2.

Por otro lado, el porcentaje de caída de tensión se determina con la Ecuación 3.29 como [27]:

$$Cten_{cc}\ \% = \frac{Cten_{cc}}{V_{con}} * 100 \tag{3.28}$$

En donde:

- $Cten_{cc}$ %: Caída de tensión porcentual entre los terminales de conexión.
- $Cten_{cc}$: Caída de tensión en el cableado de corriente continua en volts.
- V_{con}: Tensión entre los terminales de conexión en volts.

Para los cálculos se tiene un cable de cobre electrolítico estañado con una resistividad de 0,0172 $\Omega * mm^2/m$ [28]. Sin embargo, para ambos tramos se tiene el mismo fabricante del cableado, el cual además entrega datos tabulados con el fin de estimar las caídas de tensión en función del amperaje y la longitud del cableado. Para los tramos de la instalación fotovoltaica, se dispone de un cable diseñado especialmente para este tipo de escenarios (ver Figura 3.9, Figura B.6, Figura B.7 y Figura B.8), mientras que para el tramo que va desde el banco de baterías al inversor, se tiene un cable para aplicaciones industriales, ya que en este tramo se presentan altos valores de amperaje, por lo que se necesita de un cable de mayor sección transversal con el fin de mitigar las caídas de tensión (ver Figura 3.10, Figura B.9, Figura B.10 y Figura B.11).

DIMENSIONES

Sección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Figura 3.9: Dimensiones y parámetros del cable eléctrico a utilizar, diseñado especialmente para instalaciones fotovoltaicas.
(Fuente: Natura Energy [29])

Por otro lado, en el instructivo técnico de la Norma Chilena señala además que [27]:

- "11.8 Los conductores en el lado de CC, deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1.25 veces la máxima intensidad de corriente obtenida del cálculo indicado en el punto 13.8 y/o soportar la corriente máxima que se puedan generar en la unidad de generación."

DIMENSIONES

Sección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	5,7	45	23	22	29,5
1 x 2,5	6,2	55	29	29	17,7
1 x 4	6,7	70	40	37	11
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	135	74	61	4,23
1 x 16	9,2	190	101	79	2,68
1 x 25	11	285	135	101	1,73
1 x 35	12,1	385	169	122	1,23
1 x 50	13,8	520	207	144	0,86
1 x 70	15,7	715	268	178	0,603
1 x 95	17,6	925	328	211	0,457

Figura 3.10: Dimensiones y parámetros del cable eléctrico a utilizar para el tramo entre el banco de baterías y el inversor, diseñado especialmente para aplicaciones industriales.
(Fuente: Top Cable [30])

Por lo tanto, la corriente mínima que debe ser capaz de transportar el conductor se determina con la Ecuación 3.29) como [27]:

$$\text{Cmin}_t = 1{,}25 * C_{max} \tag{3.29}$$

En donde:

- Cmin_t: Corriente mínima capaz de transportar el cableado eléctrico en amperes.
- C_{max}: Corriente máxima que circula por el cable en amperes.

Finalmente, la canalización del cableado se somete a la norma NCh Elec. 4/2003 (ver Figura 3.11) [27]:

- "8.2.11.1.- La cantidad máxima de los diferentes tipos de conductores en los distintos tipos de tuberías se fijará de acuerdo a lo prescrito en las tablas No 8.16 a No 8.19)."

Porcentaje de Sección Transversal de la Tubería ocupada por los Conductores

Número de conductores	1	2	3 ó más
Porcentaje ocupado	50	31	35

Figura 3.11: Extracto de la norma NCh Elec. 4/2003 sobre el porcentaje de ocupación de la canalización del cableado eléctrico.
(Fuente: [27])

Por lo tanto, para corriente continua, sólo puede ir un cable por conduit de PVC, y la sección trasnversal de los cables sólo puede corresponder al 50 % de la sección transversal del conduit [27].

Tramo corriente continua Paneles-Inversor

En primer lugar, se asume una distancia entre los paneles y el inversor de 10 m. Luego, el sistema fotovoltaico presenta una corriente máxima por cada hilera independiente de paneles fotovoltaicos de 10,05 A y un voltaje máximo del sistema fotovoltaico de 244,8 Vcc, por lo que al seleccionar cableado de 6 mm^2, se presenta una caída de tensión del 0,78 %, cumpliendo con la norma 11.8.

Por otro lado, se obtiene la corriente mínima que debe transportar del conductor de 12,56 A, lo cual es menor a la corriente máxima de 57 A que soporta el cableado (ver Figura 3.9), cumpliendo así con la norma 11.9.

Para la canalización, se selecciona un conducto PVC de 16 mm de diámetro, el cual presenta una sección transversal de 201 mm^2. Por otro lado, el díametro total del cableado es de 5,9 mm^2 (ver Figura 3.9), lo cual representa el 14 % de ocupación del conducto PVC, cumpliendo de esta forma con la norma 8.2.11.1.

Tramo corriente continua Baterías-Inversor

En este tramo, se asume una distancia entre el banco de baterías y el inversor de 1 m. La corriente máxima de este tramo se obtiene a partir de la corriente máxima de carga que soporta el controlador solar del inversor híbrido, correspondiente a 60 A (ver Tabla 3.3). Por otro lado, se tiene el voltaje del banco de baterías de 48 Vcc.

De esta manera, se selecciona un cableado de 16 mm^2, presentando una caída de tensión porcentual del 0,67 %, cumpliendo con la norma 11.8. Por otro lado, se tiene que la corriente mínima que debe transportar del conductor es de 75 A. Mientras que según el fabricante (ver Figura 3.10), el cableado al aire libre a una temperatura de 30 ºC, soporta una corriente máxima de 101 A, por lo tanto cumple con la norma 11.9.

Para la canalización, se selecciona un conducto PVC de 16 mm de diámetro, lo cual corresponde a una sección transversal de 201 mm^2. Por otro lado, el diámetro total del cable es de 9,2 mm^2 (ver Figura 3.10), lo cual presenta un 33 % de ocupación de la sección transversal del conducto, cumpliendo de esta forma con la norma 8.2.11.1.

3.1.7.2. Cálculo conductores de corriente alterna

Se tienen dos tramos de corriente alterna, desde el inversor hasta el tablero eléctrico, y desde el inversor hasta el medidor bidireccional. El dimensionamiento del cableado para corriente alterna es similar al de corriente continua, sin embargo tiene algunas modificaciones que se señalan a continuación.

Según el instructivo técnico de la Norma Chilena para tramos de corriente alterna [27]:

- "11.11 Los alimentadores o conductores del lado de CA de la unidad de generación deberán tener una sección adecuada para evitar las caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión entre el punto de conexión a la red y la unidad de generación sea inferior del 3 %"

Para el cálculo de la caída de tensión en corriente alterna, esta se determina con la Ecuación 3.30 como [27]:

$$\text{Cten}_{ca} = \frac{2 * D_{con} * R_c * I_{max} * \cos(\phi)}{S_t} \tag{3.30}$$

En donde:

- Cten_{cc}: Caída de tensión entre los terminales de conexión del cableado de corriente alterna en volts.
- D_{con}: Distancia entre los terminales de conexión en metros.
- R_c: Resistividad del material del cable eléctrico en $\Omega * mm^2/\text{m}$
- I_{max}: Corriente máxima que circula por el cableado en amperes.
- S_t: Sección transversal del cableado en mm^2.

En donde se asume $\cos(\phi)$ igual a 1, ya que corresponde al caso más crítico. Sin embargo, las indicaciones del fabricante del cableado resultan ser más críticas, por lo que se considerarán estas últimas para determinar el dimensionamiento del cableado.

Por otro lado, el instructivo técnico de la Norma Chilena señala [27]:

- "11.10 Los conductores del lado de CA; deberán ser dimensionados para una corriente no inferior 1.25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor y deberán quedar protegidos por el dispositivo de sobre corriente establecido en el punto 13.14"

Finalmente, la canalización se somete a la misma norma NCh Elec. 4/2003, por lo tanto, para corriente alterna, pueden ir 3 cables o más por conducto PVC, y la sección trasnversal de los cables sólo puede corresponder al 35 % de la sección transversal del conducto (ver Figura 3.11) [27].

Tramo corriente alterna inversor-medidor bidireccional

Se asume una distancia entre el medidor bidireccional y el inversor de 10 m. Por otro lado, la corriente máxima alterna se determina a partir de las especificaciones del fabricante del inversor, el cual señala que la corriente máxima alterna desde la red eléctrica es de 40 A, mientras que el voltaje mínimo alterno de arranque del inversor corresponde a 120 Vca (ver Tabla 3.3). De esta manera, se selecciona un cableado de 16 mm^2, presentando una caída de voltaje porcentual del 1,79 %, cumpliendo de esta forma con la norma 11.11.

Por otro lado, se obtiene la corriente mínima que debe transportar del conductor de 50 A, mientras que según

el fabricante (ver Figura B.11), el cableado seleccionado, al estar canalizado, soporta una corriente máxima de 79 A, cumpliendo así con la norma 11.10.

Con respecto a la canalización, se selecciona un conducto PVC de 50 mm de diámetro, lo cual corresponde a una sección transversal de 1963 m^2. Por otro lado, el diámetro total de cada cable es de 16,4 mm^2 (ver Figura B.11), por lo que tres conductores presentarán un 32 % de ocupación del conducto PVC, cumpliendo así con la norma 8.2.11.1.

Tramo corriente alterna inversor-tablero eléctrico

Para este tramo, se asume una distancia entre el tablero eléctrico y el inversor de 5 m. Según las indicaciones del fabricante del inversor, el equipo una corriente alterna máxima de salida de 23,9 A, mientras que voltaje mínimo de salida es de 184 Vca (ver Tabla 3.3). De esta manera, se selecciona un cableado de 4 mm^2, presentando una caída de voltaje porcentual del 1,65 %, cumpliendo de esta forma con la norma 11.11.

Por otro lado, se obtiene la corriente mínima que debe transportar del conductor de 29,86 A, mientras que según el fabricante (ver Figura B.11), el cableado seleccionado, al estar canalizado, soporta una corriente máxima de 44 A, cumpliendo así con la norma 11.10.

Con respecto a la canalización, se selecciona un conducto PVC de 40 mm de diámetro, lo cual corresponde a una sección transversal de 1256 mm^2. Por otro lado, el diámetro total de cada cable es de 11 mm^2 (ver Figura B.11), por lo que tres conductores presentarán un 22,7 % de ocupación del conducto PVC, cumpliendo así con la norma 8.2.11.1.

3.1.8. Paso 8: Protecciones eléctricas

3.1.8.1. Cálculo protecciones de corriente continua

A partir de la Instrucción Técnica RGR N°02/2020: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución [31], se tiene en el punto 9.9 que los elementos de protección eléctrica en el lado CC deben ser:

- Seccionador bajo carga
- Descargadores de sobretensión tipo 2
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, tanto en los polos positivios y negativos, por cada string.
- Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor
- Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- Tablero CC resistente a radiación UV y tener un IP65 o IP54.

Sin embargo, debido a que escapa de los alcances de la presente tesis de memoria, se omite la selección de elementos de bornes, conexión a tierra y terminales de conexión. Por otro lado, según el punto 14.5 [31] los dispositivos de sobrecorriente deben ser dimensionados para conducir una corriente no inferior 1,25 veces la máxima corriente del string, y la vez, no deberá ser superior a la corriente inversa máxima que soportan los módulos que forman parte del string.

Tramos Paneles-Inversor

En este dimensionamiento en particular, tal como se obtuvo en las secciones anteriores, se tienen dos hileras fotovoltaicas independientes, las cuales se conectan a cada una de las dos entradas MPPT del inversor híbrido. Es por esto, que cada hilera deberá tener su propio tablero eléctrico. En el caso de que las hileras estén conectadas en paralelo antes del inversor, sólo se requiere dimensionar un único tablero eléctrico, junto a sus protecciones eléctricas respectivas.

Por otro lado, según el punto 14.5 [31], en este dimensionamiento los dispositivos seleccionados deben ser capaces de conducir una corriente mínima de al menos 12,56 A. Además, en el caso de los fusibles o termomagnéticos, su corriente no cortocircuito no puede superar el máximo amperaje de 15 A permitido para este tipo de protección, según el fabricante del panel (ver Tabla 3.2), y su tensión nominal debe ser igual o mayor a la tensión máxima del sistema fotovoltaico.

- Seccionador de carga: Según el punto 9.10 [31], se selecciona este elemento para abrir y cerrar el circuito del arreglo fotovoltaico, capaz de soportar una corriente continua máxima de 25 A, de dos polos y un voltaje máximo de 1200V.
- Interruptor automático termomagnético: Según las especificaciones del punto 14.5 [31], se selecciona un termomagnético para corriente continua de 15A, de dos polos, y un voltaje máximo admisible de 500V.
- Protector de sobretensión: Según las especificaciones del punto 14.9 [31], el protector de sobretensión deberá ser del tipo 2, y su voltaje máximo debe ser mayor al del sistema fotovoltaico. De esta forma, se selecciona uno para corriente continua de 1000 Vdc, tipo 2, diseñado idealmente para instalaciones fotovoltaicas, el cual protege al circuito de descargas de alto voltaje, como rayos de tormentas eléctricas, o descargas transitorias por conmutaciones.
- Tablero eléctrico: Según las especificaciones del punto 9.9 [31], todas las protecciones de corriente continua deben instalarse dentro de un tablero eléctrico, y en este dimensionamiento en particular, para cada una de las hileras. De esta manera se elige dos tableros con protección UV y un IP65, el cual, según el punto 9.11, este debe instalarse lo más cercano posible a los arreglos fotovoltaicos.

Tramo Baterías-Inversor

A partir de la Instrucción Técnica RGR N°02/2017 [32], se tiene en el punto 16.2, que se deben disponer de

dispositivos de sobrecorriente para corriente continua. Por otro lado, en el punto 16.5, en el caso de que la corriente disponible de cortocircuito del banco de baterías sea mayor a la capacidad nominal de interrupción de los demás equipos instalados en el circuito (en este caso el inversor híbrido), se deben disponer limitadores de corriente o dispositivos de sobrecorriente. Por último, según el punto 16.7, si la capacidad del banco de baterías es mayor a 1000 Ah, este se tiene que instalar en un cuarto aireado.

De esta forma, la corriente máxima del controlador de carga del inversor híbrido es de 60 A (ver Tabla 3.3), por lo que los dispositivos de protección deberán admitir una corriente mínima de 75 A y un voltaje mínimo de 48 VDC.

De esta forma se tienen:

- Seccionador de carga: Se selecciona un interruptor manual para baterías, de dos polos, con una corriente máxima admisible de 400 A y un voltaje máximo de 60V.
- Interruptor automático termomagnético: Se selecciona un termomagnético para corriente continua de dos polos, de 80 A y un voltaje máximo de 600V.
- Tablero eléctrico: Al igual que las protecciones para las hileras fotovoltaicas, se selecciona un tablero eléctrico propio para las protecciones de este tramo, con protección UV y un IP65.

3.1.8.2. Cálculo protecciones de corriente alterna

Según indica el punto 14.12 [31], para el lado CA se deben instalar protectores diferenciales e interruptores termomagnéticos bipolares, para la instalación monofásica, y los cuales deben poseer una corriente de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Para la selección del diferencial, según el punto 14.15, este debe ser del tipo B o A, dependiendo de la corriente continua del falla del inversor. Además, según el punto 14.16 [31], para instalaciones inferiores a 10 kW, su corriente diferencial no puede superar los 30 mA.

Tramo Inversor-Medidor bidireccional

A partir de las especificaciones del inversor (ver Tabla 3.3), el inversor permite una corriente máxima desde la red eléctrica de 40A, por lo que la protecciones deben soportar al menos 50 A.

- Seccionador de carga: Se selecciona un seccionador para corriente alterna, con una corriente máxima admisible de 125 A y de dos polos.
- Interruptor automático termomagnético: Se selecciona un termomagnético de 63A, tipo C y de doble polo.
- Interruptor automático diferencial: Se selecciona un diferencial de 63A, tipo B y de 30mA.

- Protector de sobretensión: Se selecciona un protector SPD tipo 2 para instalaciones monofásicas, para un voltaje alterno máximo de 385 Vac y de doble polo.
- Tablero eléctrico: Se selecciona para este tramo, un tablero con protección UV y un IP65.

Tramo Inversor-Tablero eléctrico residencial

A partir de las especificaciones del inversor (ver Tabla 3.3), el inversor presenta una corriente máxima de salida hacia el circuito eléctrico residencial de 23,9 A, por lo que la protecciones deben soportar al menos 29,9 A.

- Seccionador de carga: Se selecciona un seccionador para corriente alterna, con una corriente máxima admisible de 32 A y de dos polos.
- Interruptor automático termomagnético: Se selecciona un termomagnético de 32A, tipo C y de doble polo.
- Interruptor automático diferencial: Se selecciona un diferencial de 40A, tipo B y de 30mA.
- Protector de sobretensión: Se selecciona un protector SPD tipo 2 para instalaciones monofásicas, para un voltaje alterno máximo de 385 Vac y de doble polo.
- Tablero eléctrico: Se selecciona para este tramo, un tablero con protección UV y un IP65.

3.1.8.3. Conexión a tierra

Tal como se mencionó al inicio de la sección, el dimensionamiento de circuito de conexión a tierra se omite en la presente memoria de cálculo, debido a que por un lado, escapa de los alcances de la presente memoria de tesis, y por otro lado, este dependerá directamente del valor de resistividad del terreno del sitio de estudio, y el cual se debe obtener mediante un método validado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles [31] o la norma IEE Std. 81. Sin embargo, a continuación, se señalan algunos parámetros que indica la norma estudiada:

- Según el punto 17.1 [31], todas las partes metálicas del sistema deben estar conectadas a tierra, como lo son las estructuras de soporte, pasillos técnicos y carcasas de equipos.
- Según el punto 17.5 [31], la conexión a tierra se debe cumplir tal como lo exige el propio fabricante de cada componente.
- Según el punto 17.8 [31], la resistencia de puesta a tierra en instalaciones de baja tensión no debe superar los 20 Ohm, a menos que se presente una potencia en el empalme con la red eléctrica menor a los 10kW, en donde se puede tener hasta 80 Ohm.
- Según el punto 9.9 [32], se debe instalar un borne de conexión para los conductores de puesta a tierra.

- Según el punto 11.2 [32], la sección mínima de los conductores de puesta a tierra debe ser de 4 mm^2.
- Según el punto 15.3 [32], la conexión a tierra en los arreglos de paneles no debe ser interrumpida al desconectar algún módulo fotovoltaico.

3.1.9. Paso 9: Proyección de la generación

Antes de realizar un análisis económico del proyecto, es necesario estimar la proyección de la generación durante los 25 años de vida útil del sistema fotovoltaico, y la cual debe calcularse con el fin de verificar cuanto será la energía autoconsumida, la energía inyectada a la red eléctrica y la energía proveniente desde esta. Para esto, se vuelve a realizar el cálculo de la energía efectiva diaria generada por el panel fotovoltaico del Paso 2, pero esta vez para cada mes del año según la Ecuación 3.9, y posteriormente replicar el mismo procedimiento para cada año del horizonte del proyecto.

Para lograr esto, primero se recalcula la energía efectiva horaria de un panel fotovoltaico, pero esta vez para todos los meses del primer año (ver Figura 3.12).

Luego, se obtiene la energía promedio diaria generada por un panel fotovoltaico al adicionar los valores de energía efectiva horaria generada, para cada mes del año. Junto a esto, se multiplica el valor de la energía promedio diaria generada por un panel fotovoltaico, por la cantidad de paneles instalados, para obtener la energía promedio diaria generada por el sistema fotovoltaico en cada mes del año (ver Figura 3.13).

Posteriormente, a partir de la cantidad de días de cada mes, se obtiene energía promedio efectiva mensual generada por el sistema fotovoltaico, para cada mes del año. Junto a esto, se obtiene la energía promedio efectiva anual, al adicionar los valores de la energía promedio efectiva mensual generada por el sistema durante el primer año de operación (ver Figura 3.14).

Posteriormente, se replica el mismo procedimiento para los siguientes años de vida del proyecto. Sin embargo, antes se debe tener en consideración la degradación de los componentes del sistema fotovoltaico, que provocará una disminución en la generación con el transcurso de los años.

Ahora bien, sólo se dispone de la información del fabricante con respecto a la degradación de los paneles fotovoltaicos, por lo tanto sólo se considerará el efecto en este componente. A partir de la garantía de producción entregada por el fabricante (ver Figura 3.15), se aplica la baja en la generación multiplicando el porcentaje garantizado por la energía generada en cada mes de todos los años de vida del proyecto (ver Figura 3.16) [33]. De esta manera, se puede observar en la columna de Generación anual, que con el transcurso de los años la cantidad de energía anual que suministra el sistema fotovoltaico va disminuyendo constantemente a una tasa del -0,7 % anual.

Finalmente, se asume un consumo mensual en hogar constante durante todos los años de vida del proyecto. Luego, se compara este valor con la energía mensual generada en cada año, con el fin de estimar la cantidad

	Potencia teórica módulo [W]	Tª módulo [ºC]	Pérdida potencia térmica [W]	Energía horaria efectiva generada [Wh]	Potencia teórica módulo [W]	Tª módulo [ºC]	Pérdida potencia térmica [W]	Energía horaria efectiva generada [Wh]	Potencia teórica módulo [W]	Tª módulo [ºC]	Pérdida potencia térmica [W]	Energía horaria efectiva generada [Wh]	Potencia teórica módulo [W]	Tª módulo [ºC]	Pérdida potencia térmica [W]	Energía horaria efectiva generada [Wh]
Hora/Mes	Enero				Febrero				Marzo				Abril			
23	-	16,00	-	-	-	16,00	-	-	-	15,00	-	-	-	12,00	-	-
22	-	17,00	-	-	-	17,00	-	-	-	15,00	-	-	-	13,00	-	-
21	-	17,00	-	-	-	17,00	-	-	-	16,00	-	-	-	14,00	-	-
20	-	19,00	-	-	-	18,00	-	-	-	17,00	-	-	-	14,00	-	-
19	11,35	20,77	0,99	8,61	8,79	20,59	0,77	6,67	1,46	18,10	0,14	1,12	-	15,00	-	-
18	86,05	27,82	5,32	63,74	86,78	27,87	5,35	64,27	68,84	24,66	5,04	51,54	31,49	19,13	2,93	24,01
17	172,47	34,67	6,42	124,78	174,66	34,82	6,40	126,31	146,83	30,93	7,44	107,61	107,29	25,26	7,63	80,16
16	252,66	40,09	4,46	179,36	257,42	40,41	4,25	182,53	224,10	37,16	6,32	160,73	177,23	30,99	8,94	129,86
15	310,14	44,98	0,02	216,36	312,71	45,16	- 0,17	218,01	278,29	40,83	4,18	197,04	227,76	35,41	7,86	164,36
14	346,40	46,43	- 1,79	240,39	340,17	46,01	- 1,24	236,43	303,92	42,56	2,67	213,87	257,05	37,39	7,04	184,22
13	351,89	45,81	- 1,02	244,75	341,27	45,09	- 0,11	237,98	302,46	41,46	3,85	213,67	262,54	36,76	7,79	188,57
12	323,33	42,87	2,48	227,27	309,41	41,93	3,42	218,22	283,41	39,17	5,94	201,85	242,40	34,40	9,25	175,55
11	273,53	38,50	6,40	195,27	257,05	37,39	7,04	184,22	243,14	34,45	9,24	176,05	211,65	30,32	11,19	155,44
10	205,42	31,90	9,69	150,05	187,11	30,66	9,66	137,26	173,56	28,74	10,16	128,16	162,21	25,97	11,11	120,90
9	134,02	26,07	9,13	99,86	121,20	25,20	8,64	90,57	115,34	22,80	9,22	86,89	109,48	20,41	9,69	83,13
8	70,67	20,78	6,16	53,60	61,52	20,16	5,50	46,75	54,93	17,72	5,39	42,08	48,70	14,29	5,38	37,73
7	16,11	16,09	1,68	12,41	8,06	14,54	0,88	6,24	2,20	13,15	0,25	1,71	-	10,00	-	-
6	1,10	14,07	0,12	0,85	-	14,00	-	-	-	12,00	-	-	-	10,00	-	-
5	-	14,00	-	-	-	14,00	-	-	-	12,00	-	-	-	10,00	-	-
4	-	14,00	-	-	-	14,00	-	-	-	12,00	-	-	-	11,00	-	-
3	-	14,00	-	-	-	14,00	-	-	-	13,00	-	-	-	11,00	-	-
2	-	15,00	-	-	-	14,00	-	-	-	13,00	-	-	-	11,00	-	-
1	-	15,00	-	-	-	15,00	-	-	-	14,00	-	-	-	12,00	-	-
0	-	15,00	-	-	-	15,00	-	-	-	14,00	-	-	-	12,00	-	-
Hora/Mes	Mayo				Junio				Julio				Agosto			
23	-	11,00	-	-	-	10,00	-	-	-	9,00	-	-	-	10,00	-	-
22	-	11,00	-	-	-	10,00	-	-	-	10,00	-	-	-	10,00	-	-
21	-	12,00	-	-	-	11,00	-	-	-	10,00	-	-	-	11,00	-	-
20	-	12,00	-	-	-	11,00	-	-	-	11,00	-	-	-	11,00	-	-
19	-	13,00	-	-	-	12,00	-	-	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-
18	0,37	14,02	0,04	0,28	-	12,00	-	-	1,46	12,10	0,17	1,14	23,80	14,61	2,60	18,42
17	88,25	20,97	7,63	66,88	78,36	19,30	7,25	59,72	97,77	20,61	8,58	74,19	88,25	20,97	7,63	66,88
16	123,76	25,37	8,74	92,43	124,13	23,40	9,65	93,32	128,16	23,67	9,84	96,26	151,96	26,28	10,24	113,15
15	170,27	28,52	10,10	125,82	164,41	27,12	10,58	122,07	166,97	27,30	10,64	123,90	190,04	28,86	11,04	140,27
14	185,65	29,56	10,32	136,70	181,25	28,26	10,92	134,05	190,41	28,88	11,05	140,53	215,67	31,59	10,41	157,71
13	190,77	29,91	10,37	140,31	191,51	28,96	11,06	141,30	188,21	27,73	11,70	139,45	226,29	31,31	11,15	165,63
12	180,15	28,19	10,90	133,28	179,06	27,11	11,53	132,95	179,06	26,11	12,17	133,40	218,60	29,79	11,97	160,84
11	157,45	24,65	11,53	117,88	161,85	23,95	12,27	121,45	169,54	24,47	12,53	127,00	199,20	27,48	12,57	147,72
10	123,03	21,32	10,49	93,14	127,43	19,62	11,64	97,01	132,19	19,94	11,92	100,53	154,89	22,48	12,56	116,81
9	82,39	16,57	8,43	63,35	78,36	14,30	8,66	60,70	79,82	14,40	8,79	61,82	102,53	16,94	10,36	78,75
8	22,34	11,51	2,69	17,46	1,83	8,12	0,24	1,45	2,20	7,15	0,30	1,74	38,08	10,58	4,72	29,86
7	-	9,00	-	-	-	8,00	-	-	-	7,00	-	-	-	7,00	-	-
6	-	9,00	-	-	-	8,00	-	-	-	7,00	-	-	-	7,00	-	-
5	-	9,00	-	-	-	8,00	-	-	-	7,00	-	-	-	8,00	-	-
4	-	10,00	-	-	-	8,00	-	-	-	7,00	-	-	-	8,00	-	-
3	-	10,00	-	-	-	8,00	-	-	-	8,00	-	-	-	8,00	-	-
2	-	10,00	-	-	-	9,00	-	-	-	8,00	-	-	-	9,00	-	-
1	-	10,00	-	-	-	9,00	-	-	-	8,00	-	-	-	9,00	-	-
0	-	11,00	-	-	-	9,00	-	-	-	9,00	-	-	-	9,00	-	-
Hora/Mes	Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre			
23	-	10,00	-	-	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-	-	14,00	-	-
22	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-	-	13,00	-	-	-	14,00	-	-
21	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-	-	13,00	-	-	-	15,00	-	-
20	-	12,00	-	-	-	13,00	-	-	-	14,00	-	-	-	16,00	-	-
19	-	13,00	-	-	0,37	14,02	0,04	0,28	6,22	16,42	0,64	4,79	10,62	18,72	1,00	8,11
18	41,01	16,77	4,17	31,51	45,04	19,05	4,21	34,35	47,97	21,25	4,10	36,32	66,64	24,51	4,92	49,92
17	97,40	22,59	7,86	73,43	109,48	24,41	8,12	82,03	125,60	27,50	7,91	93,13	149,40	31,11	7,47	109,43
16	167,71	28,35	10,05	124,00	188,21	30,73	9,67	138,03	205,79	33,92	8,21	149,27	231,05	37,63	6,13	165,45
15	220,07	31,89	10,39	160,76	251,56	36,02	8,13	181,15	274,26	38,55	6,36	195,75	296,60	42,07	3,13	209,08
14	256,32	34,34	9,84	185,66	297,33	39,11	6,30	211,80	318,57	41,55	3,95	224,98	336,88	44,79	0,25	235,17
13	273,16	35,48	9,36	197,08	317,47	39,48	6,31	225,86	336,51	42,77	2,71	236,63	348,23	44,56	0,55	243,30
12	266,57	34,03	10,52	193,29	308,68	37,88	7,91	220,84	327,35	41,15	4,54	231,52	331,38	42,42	3,08	233,31
11	232,15	30,71	11,95	170,27	267,30	34,08	10,50	193,79	289,27	37,57	7,74	207,18	286,34	37,37	7,86	205,23
10	187,11	25,66	13,03	139,61	217,50	28,71	12,75	160,62	228,49	31,46	11,14	167,16	224,83	32,21	10,35	164,05
9	128,53	19,69	11,71	97,82	155,26	23,50	12,01	116,68	165,14	25,17	11,79	123,42	158,18	26,70	10,42	117,61
8	64,08	13,34	7,30	49,80	89,35	17,04	8,99	68,60	98,50	18,66	9,34	75,22	90,44	20,12	8,10	68,74
7	3,66	8,25	0,48	2,89	27,46	10,86	3,38	21,51	35,88	13,43	4,08	27,88	30,03	15,03	3,24	23,20
6	-	8,00	-	-	0,37	8,02	0,05	0,29	4,39	10,30	0,55	3,45	5,13	12,35	0,60	4,00
5	-	8,00	-	-	-	9,00	-	-	-	10,00	-	-	-	12,00	-	-
4	-	8,00	-	-	-	9,00	-	-	-	10,00	-	-	-	12,00	-	-
3	-	9,00	-	-	-	9,00	-	-	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-
2	-	9,00	-	-	-	10,00	-	-	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-
1	-	10,00	-	-	-	10,00	-	-	-	11,00	-	-	-	13,00	-	-
0	-	10,00	-	-	-	11,00	-	-	-	12,00	-	-	-	13,00	-	-

Figura 3.12: Energía efectiva generada por cada panel fotovoltaico en cada hora de cada mes durante el primer año de operación.
(Fuente: Elaboración propia)

de energía autoconsumida, la energía inyectada a la red eléctrica y la energía proveniente desde esta última (ver Figura 3.18 y Figura 3.17). Como se puede observar, a partir del año 5, se empieza a divisar energía proveniente desde la red eléctrica durante el mes de Julio, lo cual se debe a la disminución de la generación

Nº paneles	12											
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía promedio diaria generada por panel [Wh/día]	1817	1755	1582	1344	988	964	1000	1196	1426	1656	1777	1837
Energía promedio diaria generada por el sistema [kWh/día]	21,8	21,1	19,0	16,1	11,9	11,6	12,0	14,4	17,1	19,9	21,3	22,0

Figura 3.13: Energía promedio diaria generada tanto por cada panel como del sistema fotovoltaico.
(Fuente: Elaboración propia)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Energía promedio mensual generada [kWh/mes]	676	590	589	484	367	347	372	445	513	616	640	683
Energía promedio anual generada [kWh/año]	6322											

Figura 3.14: Energía promedio mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico durante el primer año de operación.
(Fuente: Elaboración propia)

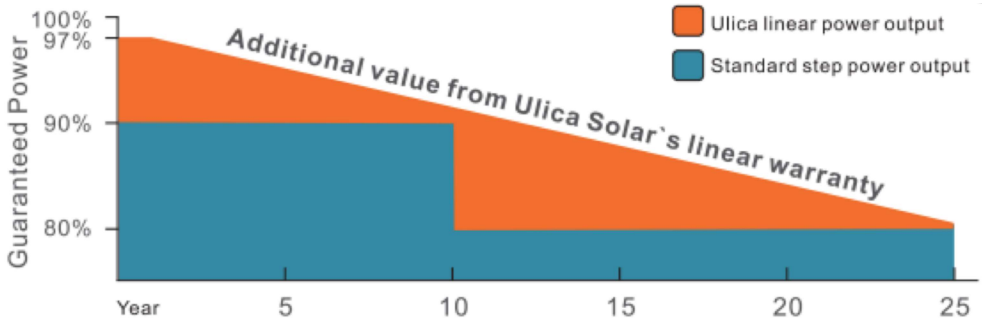


Figura 3.15: Garantía de producción garantizada por el fabricante del panel fotovoltaico.
(Fuente: SecondSol [17])

fotovoltaica debido a la degradación de los paneles, y que por lo tanto, no se logra suplir la totalidad de la demanda energética del hogar.

Por otro lado, sólo es posible obtener ahorros económicos mediante la inyección de energía a la red eléctrica, según las normativas chilenas de Net Billing y Generación Distribuida [34]. De esta manera, sólo es posible disminuir la facturación de la tarifa de electricidad a cero. Finalmente, durante los primeros 4 años de operación, la energía autoconsumida será equivalente al consumo energético del hogar.

Año	Garantía de producción panel FV (%)	Enero [kWh/día]	Febrero [kWh/día]	Marzo [kWh/día]	Abril [kWh/día]	Mayo [kWh/día]	Junio [kWh/día]	Julio [kWh/día]	Agosto [kWh/día]	Septiembre [kWh/día]	Octubre [kWh/día]	Noviembre [kWh/día]	Diciembre [kWh/día]	Generación anual [kWh/año]
1	97,0	21,15	20,43	18,42	15,64	11,49	11,22	11,64	13,92	16,60	19,27	20,68	21,38	6132
2	96,3	21,01	20,29	18,29	15,54	11,42	11,14	11,56	13,83	16,49	19,14	20,54	21,23	6090
3	95,7	20,86	20,15	18,16	15,43	11,34	11,07	11,48	13,73	16,37	19,01	20,40	21,08	6048
4	95,0	20,72	20,01	18,04	15,32	11,26	10,99	11,40	13,63	16,26	18,88	20,25	20,94	6006
5	94,3	20,57	19,87	17,91	15,21	11,18	10,91	11,32	13,54	16,14	18,74	20,11	20,79	5964
6	93,7	20,43	19,73	17,79	15,11	11,10	10,84	11,24	13,44	16,03	18,61	19,97	20,64	5921
7	93,0	20,28	19,59	17,66	15,00	11,02	10,76	11,16	13,35	15,92	18,48	19,83	20,50	5879
8	92,3	20,14	19,45	17,53	14,89	10,94	10,68	11,08	13,25	15,80	18,35	19,69	20,35	5837
9	91,7	19,99	19,31	17,41	14,78	10,86	10,60	11,00	13,16	15,69	18,21	19,54	20,20	5795
10	91,0	19,84	19,17	17,28	14,68	10,78	10,53	10,92	13,06	15,57	18,08	19,40	20,06	5753
11	90,3	19,70	19,03	17,15	14,57	10,70	10,45	10,84	12,96	15,46	17,95	19,26	19,91	5711
12	89,7	19,55	18,89	17,03	14,46	10,63	10,37	10,76	12,87	15,35	17,82	19,12	19,76	5669
13	89,0	19,41	18,75	16,90	14,35	10,55	10,30	10,68	12,77	15,23	17,68	18,98	19,61	5626
14	88,3	19,26	18,61	16,77	14,25	10,47	10,22	10,60	12,68	15,12	17,55	18,83	19,47	5584
15	87,7	19,12	18,47	16,65	14,14	10,39	10,14	10,52	12,58	15,00	17,42	18,69	19,32	5542
16	87,0	18,97	18,33	16,52	14,03	10,31	10,06	10,44	12,49	14,89	17,29	18,55	19,17	5500
17	86,3	18,83	18,19	16,39	13,92	10,23	9,99	10,36	12,39	14,77	17,15	18,41	19,03	5458
18	85,7	18,68	18,05	16,27	13,82	10,15	9,91	10,28	12,30	14,66	17,02	18,26	18,88	5416
19	85,0	18,54	17,91	16,14	13,71	10,07	9,83	10,20	12,20	14,55	16,89	18,12	18,73	5374
20	84,3	18,39	17,77	16,01	13,60	9,99	9,76	10,12	12,10	14,43	16,76	17,98	18,59	5331
21	83,7	18,25	17,62	15,89	13,49	9,91	9,68	10,04	12,01	14,32	16,62	17,84	18,44	5289
22	83,0	18,10	17,48	15,76	13,39	9,84	9,60	9,96	11,91	14,20	16,49	17,70	18,29	5247
23	82,3	17,95	17,34	15,63	13,28	9,76	9,52	9,88	11,82	14,09	16,36	17,55	18,15	5205
24	81,7	17,81	17,20	15,51	13,17	9,68	9,45	9,80	11,72	13,98	16,23	17,41	18,00	5163
25	81,0	17,66	17,06	15,38	13,06	9,60	9,37	9,72	11,63	13,86	16,09	17,27	17,85	5121

Figura 3.16: Proyección de la generación diaria de cada mes y anual a 25 años por el sistema fotovoltaico, considerando la degradación de los paneles fotovoltaicos.
(Fuente: Elaboración propia)

	Energía autoconsumida [kWh/día]	Energía inyectada a la red [kWh/día]	Energía desde la red [kWh/día]	Energía autoconsumida [kWh/día]	Energía inyectada a la red [kWh/día]	Energía desde la red [kWh/día]	Energía autoconsumida [kWh/día]	Energía inyectada a la red [kWh/día]	Energía desde la red [kWh/día]	Energía autoconsumida [kWh/día]	Energía inyectada a la red [kWh/día]	Energía desde la red [kWh/día]
Año	Enero			Febrero			Marzo			Abril		
1	8,96	12,19	0,00	9,14	11,30	0,00	8,49	9,92	0,00	9,31	6,33	0,00
2	8,96	12,04	0,00	9,14	11,16	0,00	8,49	9,80	0,00	9,31	6,23	0,00
3	8,96	11,90	0,00	9,14	11,02	0,00	8,49	9,67	0,00	9,31	6,12	0,00
4	8,96	11,75	0,00	9,14	10,88	0,00	8,49	9,54	0,00	9,31	6,01	0,00
5	8,96	11,61	0,00	9,14	10,74	0,00	8,49	9,42	0,00	9,31	5,90	0,00
6	8,96	11,46	0,00	9,14	10,60	0,00	8,49	9,29	0,00	9,31	5,80	0,00
7	8,96	11,32	0,00	9,14	10,46	0,00	8,49	9,16	0,00	9,31	5,69	0,00
8	8,96	11,17	0,00	9,14	10,31	0,00	8,49	9,04	0,00	9,31	5,58	0,00
9	8,96	11,03	0,00	9,14	10,17	0,00	8,49	8,91	0,00	9,31	5,47	0,00
10	8,96	10,88	0,00	9,14	10,03	0,00	8,49	8,79	0,00	9,31	5,37	0,00
11	8,96	10,73	0,00	9,14	9,89	0,00	8,49	8,66	0,00	9,31	5,26	0,00
12	8,96	10,59	0,00	9,14	9,75	0,00	8,49	8,53	0,00	9,31	5,15	0,00
13	8,96	10,44	0,00	9,14	9,61	0,00	8,49	8,41	0,00	9,31	5,04	0,00
14	8,96	10,30	0,00	9,14	9,47	0,00	8,49	8,28	0,00	9,31	4,94	0,00
15	8,96	10,15	0,00	9,14	9,33	0,00	8,49	8,15	0,00	9,31	4,83	0,00
16	8,96	10,01	0,00	9,14	9,19	0,00	8,49	8,03	0,00	9,31	4,72	0,00
17	8,96	9,86	0,00	9,14	9,05	0,00	8,49	7,90	0,00	9,31	4,61	0,00
18	8,96	9,72	0,00	9,14	8,91	0,00	8,49	7,77	0,00	9,31	4,51	0,00
19	8,96	9,57	0,00	9,14	8,77	0,00	8,49	7,65	0,00	9,31	4,40	0,00
20	8,96	9,43	0,00	9,14	8,63	0,00	8,49	7,52	0,00	9,31	4,29	0,00
21	8,96	9,28	0,00	9,14	8,49	0,00	8,49	7,39	0,00	9,31	4,18	0,00
22	8,96	9,14	0,00	9,14	8,35	0,00	8,49	7,27	0,00	9,31	4,08	0,00
23	8,96	8,99	0,00	9,14	8,21	0,00	8,49	7,14	0,00	9,31	3,97	0,00
24	8,96	8,84	0,00	9,14	8,07	0,00	8,49	7,01	0,00	9,31	3,86	0,00
25	8,96	8,70	0,00	9,14	7,93	0,00	8,49	6,89	0,00	9,31	3,75	0,00
Año	Mayo			Junio			Julio			Agosto		
1	9,43	2,07	0,00	10,70	0,52	0,00	11,33	0,31	0,00	9,68	4,24	0,00
2	9,43	1,99	0,00	10,70	0,44	0,00	11,33	0,23	0,00	9,68	4,15	0,00
3	9,43	1,91	0,00	10,70	0,37	0,00	11,33	0,15	0,00	9,68	4,05	0,00
4	9,43	1,83	0,00	10,70	0,29	0,00	11,33	0,07	0,00	9,68	3,95	0,00
5	9,43	1,75	0,00	10,70	0,21	0,00	11,32	0,00	0,01	9,68	3,86	0,00
6	9,43	1,67	0,00	10,70	0,14	0,00	11,24	0,00	0,09	9,68	3,76	0,00
7	9,43	1,59	0,00	10,70	0,06	0,00	11,16	0,00	0,17	9,68	3,67	0,00
8	9,43	1,51	0,00	10,68	0,00	0,02	11,08	0,00	0,25	9,68	3,57	0,00
9	9,43	1,43	0,00	10,60	0,00	0,10	11,00	0,00	0,33	9,68	3,48	0,00
10	9,43	1,35	0,00	10,53	0,00	0,17	10,92	0,00	0,41	9,68	3,38	0,00
11	9,43	1,28	0,00	10,45	0,00	0,25	10,84	0,00	0,49	9,68	3,28	0,00
12	9,43	1,20	0,00	10,37	0,00	0,33	10,76	0,00	0,57	9,68	3,19	0,00
13	9,43	1,12	0,00	10,30	0,00	0,40	10,68	0,00	0,65	9,68	3,09	0,00
14	9,43	1,04	0,00	10,22	0,00	0,48	10,60	0,00	0,73	9,68	3,00	0,00
15	9,43	0,96	0,00	10,14	0,00	0,56	10,52	0,00	0,81	9,68	2,90	0,00
16	9,43	0,88	0,00	10,06	0,00	0,64	10,44	0,00	0,89	9,68	2,81	0,00
17	9,43	0,80	0,00	9,99	0,00	0,71	10,36	0,00	0,97	9,68	2,71	0,00
18	9,43	0,72	0,00	9,91	0,00	0,79	10,28	0,00	1,05	9,68	2,61	0,00
19	9,43	0,64	0,00	9,83	0,00	0,87	10,20	0,00	1,13	9,68	2,52	0,00
20	9,43	0,56	0,00	9,76	0,00	0,94	10,12	0,00	1,21	9,68	2,42	0,00
21	9,43	0,49	0,00	9,68	0,00	1,02	10,04	0,00	1,29	9,68	2,33	0,00
22	9,43	0,41	0,00	9,60	0,00	1,10	9,96	0,00	1,37	9,68	2,23	0,00
23	9,43	0,33	0,00	9,52	0,00	1,18	9,88	0,00	1,45	9,68	2,14	0,00
24	9,43	0,25	0,00	9,45	0,00	1,25	9,80	0,00	1,53	9,68	2,04	0,00
25	9,43	0,17	0,00	9,37	0,00	1,33	9,72	0,00	1,61	9,68	1,94	0,00
Año	Septiembre			Octubre			Noviembre			Diciembre		
1	8,87	7,73	0,00	8,93	10,34	0,00	9,10	11,58	0,00	8,64	12,74	0,00
2	8,87	7,62	0,00	8,93	10,21	0,00	9,10	11,44	0,00	8,64	12,59	0,00
3	8,87	7,51	0,00	8,93	10,08	0,00	9,10	11,30	0,00	8,64	12,44	0,00
4	8,87	7,39	0,00	8,93	9,94	0,00	9,10	11,15	0,00	8,64	12,30	0,00
5	8,87	7,28	0,00	8,93	9,81	0,00	9,10	11,01	0,00	8,64	12,15	0,00
6	8,87	7,16	0,00	8,93	9,68	0,00	9,10	10,87	0,00	8,64	12,00	0,00
7	8,87	7,05	0,00	8,93	9,55	0,00	9,10	10,73	0,00	8,64	11,85	0,00
8	8,87	6,93	0,00	8,93	9,41	0,00	9,10	10,59	0,00	8,64	11,71	0,00
9	8,87	6,82	0,00	8,93	9,28	0,00	9,10	10,44	0,00	8,64	11,56	0,00
10	8,87	6,71	0,00	8,93	9,15	0,00	9,10	10,30	0,00	8,64	11,41	0,00
11	8,87	6,59	0,00	8,93	9,02	0,00	9,10	10,16	0,00	8,64	11,27	0,00
12	8,87	6,48	0,00	8,93	8,88	0,00	9,10	10,02	0,00	8,64	11,12	0,00
13	8,87	6,36	0,00	8,93	8,75	0,00	9,10	9,88	0,00	8,64	10,97	0,00
14	8,87	6,25	0,00	8,93	8,62	0,00	9,10	9,73	0,00	8,64	10,83	0,00
15	8,87	6,14	0,00	8,93	8,49	0,00	9,10	9,59	0,00	8,64	10,68	0,00
16	8,87	6,02	0,00	8,93	8,35	0,00	9,10	9,45	0,00	8,64	10,53	0,00
17	8,87	5,91	0,00	8,93	8,22	0,00	9,10	9,31	0,00	8,64	10,39	0,00
18	8,87	5,79	0,00	8,93	8,09	0,00	9,10	9,16	0,00	8,64	10,24	0,00
19	8,87	5,68	0,00	8,93	7,96	0,00	9,10	9,02	0,00	8,64	10,09	0,00
20	8,87	5,57	0,00	8,93	7,82	0,00	9,10	8,88	0,00	8,64	9,94	0,00
21	8,87	5,45	0,00	8,93	7,69	0,00	9,10	8,74	0,00	8,64	9,80	0,00
22	8,87	5,34	0,00	8,93	7,56	0,00	9,10	8,60	0,00	8,64	9,65	0,00
23	8,87	5,22	0,00	8,93	7,43	0,00	9,10	8,45	0,00	8,64	9,50	0,00
24	8,87	5,11	0,00	8,93	7,30	0,00	9,10	8,31	0,00	8,64	9,36	0,00
25	8,87	5,00	0,00	8,93	7,16	0,00	9,10	8,17	0,00	8,64	9,21	0,00

Figura 3.17: Proyección de la gestión energética diaria en el hogar durante cada mes durante el ciclo de vida del proyecto.
(Fuente: Elaboración propia)

Año de operación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Energía autoconsumida anual [kWh/año]	3425	3425	3425	3425	3424	3422	3419	3416	3412	3407	3402	3397	3392	3388	3383	3378	3373	3368	3364	3359	3354	3349	3345	3340	3335
Energía inyectada a la red [kWh/año]	2708	2665	2623	2581	2539	2500	2460	2421	2383	2346	2309	2271	2234	2197	2159	2122	2085	2047	2010	1973	1935	1898	1860	1823	1786
Energía desde la red [kWh/año]	0	0	0	0	0	3	5	8	13	18	23	27	32	37	42	47	51	56	61	66	71	75	80	85	90

Figura 3.18: Proyección de la gestión energética anual en el hogar durante cada mes durante el ciclo de vida del proyecto.
(Fuente: Elaboración propia)

3.1.10. Paso 10: Análisis económico

En primer lugar, la vida útil de los componentes del sistema fotovoltaico (a excepción de las baterías que se deben reemplazar cada 13,15 años) es de aproximadamente 25 años, y la cual corresponderá al horizonte para llevar a cabo el análisis de sensibilidad económica del proyecto. Además, se considera el impuesto del valor agregado (IVA) del 19 % en la adquisición de los componentes, una tasa de descuento del inversionista del 10 % [35], un precio de cambio del dólar a 793 CLP (cotizado al 18/09/2021) y del euro a 930 CLP (cotizado al 18/09/2021). Por otro lado, se tiene un precio de la electricidad proveniente desde la red eléctrica igual a 165 CLP/kWh y un precio de inyección igual a 88,2 CLP/kWh (ver Tabla A.1) [34], y los cuales se consideran fijos durante todo la vida útil del proyecto, ya que no resulta sencillo estimar las variaciones en los precios de electricidad.

Luego, con respecto al CAPEX, este se calcula en base al precio de los componentes del sistema fotovoltaico, que corresponden a los paneles, inversor, banco de baterías, cableado, canalización y protecciones eléctricas (ver Figura 3.19, Figura 3.20 y Figura 3.21), como también del equipo de montaje y el pago de los instaladores certificados por la SEC, que se estiman como el 10 % y el 15 % de la inversión inicial, respectivamente (ver Figura 3.22) [18].

Componente	Tramo	Metros requeridos	Precio Unitario CLP (IVA incluido)	Precio total
Cable CC FV 6 mm^2	Arreglo de paneles - Inversor	40	$ 990	$ 39.600
Cable baterias 16 mm^2	Banco de baterías - Inversor	2	$ 2.558	$ 5.115
Cable CA 16 mm^2	Inversor - Medidor bidireccional	10	$ 8.165	$ 81.654
Cable CA 4 mm^2	Inversor - Tablero eléctrico	5	$ 1.908	$ 9.540
			Total con IVA	$ 135.909
			Total sin IVA	$ 114.209

Figura 3.19: Precio del cableado dimensionado para el sistema fotovoltaico.
(Fuente: Elaboración propia)

Componente	Tramo	N° conductos PVC	Precio Unitario CLP (IVA incluido)	Precio total
Tubo PVC 16mm x 6m	Arreglo de paneles - Inversor	7	$ 1.390	$ 9.730
Tubo PVC 25mm x 3m	Banco de baterías - Inversor	1	$ 1.390	$ 1.390
Tubo PVC 25mm x 3m	Inversor - Medidor bidireccional	4	$ 5.990	$ 23.960
Tubo PVC 20mm x 6m	Inversor - Tablero eléctrico	2	$ 8.990	$ 8.990
			Total con IVA	$ 44.070
			Total sin IVA	$ 37.034

Figura 3.20: Precio de la canalización de tubos PVC dimensionados para el sistema fotovoltaico.
(Fuente: Elaboración propia)

Con respecto al OPEX, generalmente los sistemas fotovoltaicos presentan costos de operación muy bajos, y que corresponden principalmente a labores de mantenimiento. Por lo tanto, en esta ocasión no se estiman

Tramo	Componente	Precio Unitario CLP (IVA incluido)	Precio total
Arreglo de paneles - Inversor	Interruptor termomagnético CC	$ 44.224	$ 88.448
	Seccionador o interruptor de corriente CC	$ 29.750	$ 59.500
	Protección contra sobretensión CC	$ 28.339	$ 56.678
	Tablero eléctrico (doble)	$ 19.800	$ 19.800
Banco de baterías - Inversor	Interruptor termomagnético CC	$ 24.990	$ 24.990
	Seleccionador o interruptor de corriente CC	$ 21.491	$ 21.491
	Tablero eléctrico	$ 8.990	$ 8.990
Inversor - Medidor bidireccional	Interruptor termomagnético AC	$ 55.518	$ 55.518
	Protección contra sobretensión AC	$ 22.015	$ 22.015
	Interruptor Diferencial AC	$ 93.763	$ 93.763
	Seleccionador o interruptor de corriente AC	$ 13.987	$ 13.987
	Tablero eléctrico	$ 12.990	$ 12.990
Inversor - Tablero eléctrico	Interruptor termomagnético AC	$ 5.177	$ 5.177
	Protección contra sobretensión AC	$ 22.015	$ 22.015
	Interruptor Diferencial AC	$ 50.526	$ 50.526
	Seleccionador o interruptor de corriente AC	$ 33.990	$ 33.990
	Tablero eléctrico	$ 12.990	$ 12.990
		Total con IVA	$ 602.868
		Total sin IVA	$ 506.612

Figura 3.21: Precio de las protecciones eléctricas CC y CA para el sistema fotovoltaico. (Fuente: Elaboración propia)

Componente	Cantidad	Precio Unitario (CLP) sin IVA	Precio total
Panel Fotovoltaico	12	$ 96.720	$ 1.160.640
Inversor Híbrido	1	$ 1.150.000	$ 1.150.000
Batería	6	$ 705.037	$ 4.230.222
Cableado y Canalización		$ 151.243	$ 151.243
Protecciones eléctricas			$ 506.612
Equipo de Montaje (10%)			$ 719.872
Instalación (15%)			$ 1.079.807
		Total CAPEX sin IVA	$ 8.998.395
		Total CAPEX con IVA	$ 10.708.091

Figura 3.22: Cálculo del CAPEX para la instalación del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. (Fuente: Elaboración propia)

dentro del balance financiero.

Por otro lado, para llevar a cabo el análisis de sensibilidad económica, se utilizan los valores tabulados en la Figura 3.18, en donde se dispone de los resultados anuales de energía autoconsumida, inyectada a la red eléctrica, y la proveniente de esta, para todos los años del horizonte del proyecto. Además, se asume una demanda energética constante desde el 2022 hasta el 2046 en el hogar. Luego, se asume que se tiene un sistema de gestión de energía eficiente que permite abastecer la mayor parte de la demanda a partir del autoconsumo, gracias al banco de batería, el cual permite almacenar los excedentes generados para su

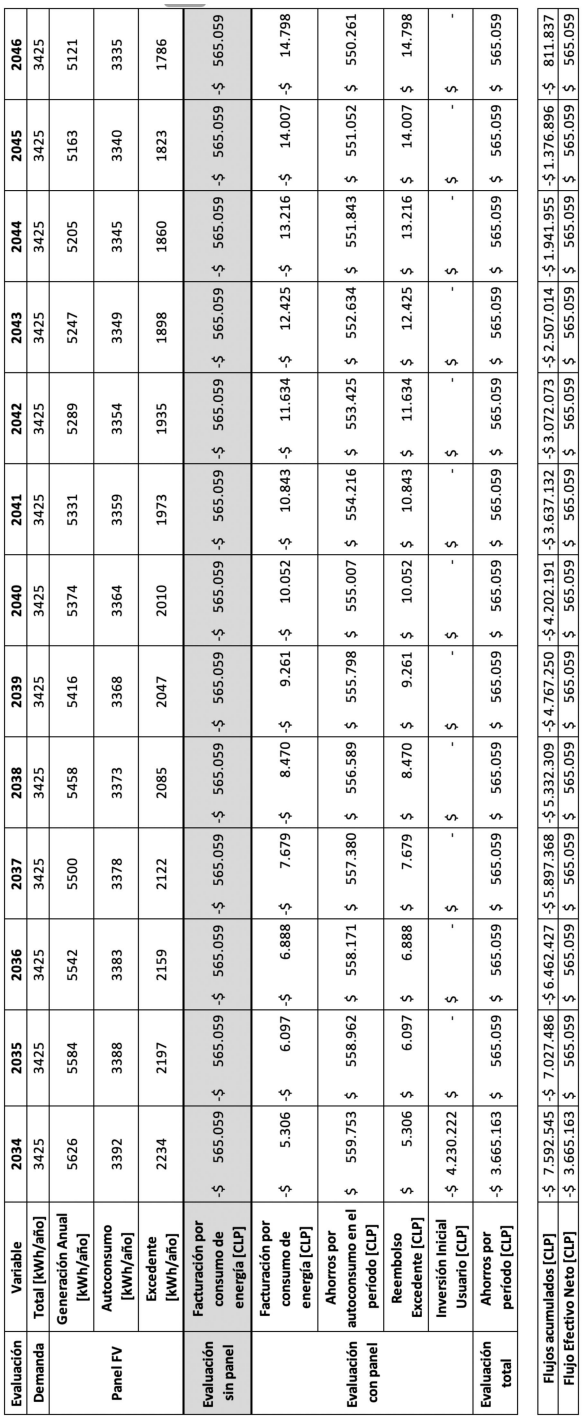
posterior uso, y de esta forma evitar la inyección de estos a la red eléctrica.

En la Figura 3.23 y Figura 3.24, se observa el balance económico para los 25 años de operación del sistema fotovoltaico residencial, similar a la metodología utilizada en [35]. En primer lugar, para facilitar los cálculos, se realiza una evaluación sin el sistema fotovoltaico, que corresponde al gasto anual constante en facturación por consumo de energía en el hogar correspondiente a CLP$ 565.059. Luego, se realiza la evaluación con el sistema fotovoltaico, en donde se tiene por un lado que la facturación anual se reduce a cero durante los primeros cuatro años de operación, debido a que se reemplaza la energía proveniente desde la red eléctrica por el autoconsumo, y que el reembolso de excedentes es nulo debido a que la facturación de las tarifas de electricidad es cero en este período. Se tiene además, la inversión inicial del usuario correspondiente al monto del CAPEX en el año cero y la reinversión perteneciente al reemplazo del banco de baterías en el año 2034 (que corresponde al año 13 de operación). Finalmente, se obtiene el ahorro anual que genera el sistema, que corresponderá a la reducción en la facturación de la electricidad que genera el autoconsumo y el reembolso de los excedentes inyectados.

Finalmente, se obtienen los indicadores económicos como el Payback nulo, lo que señala que la inversión no se logra recuperar dentro del horizonte de 25 años del proyecto. Luego, se obtiene una tasa de retorno al inversionista negativa de -0,59 %, lo cual señala que bajo ninguna tasa de retorno el proyecto es rentable, y según [18], comúnmente las utilizadas varían entre el 5 % al 10 %. Por último, se obtiene un VAN negativo de CLP$ -6.804.372, lo cual señala que el proyecto no es rentable para el inversionista a una tasa de descuento del 10 %.

Evaluación	Variable	Año cero	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda	Total [kWh/año]		3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425
Panel FV	Generación Anual [kWh/año]		6132	6090	6048	6006	5964	5921	5879	5837	5795	5753	5711	5669
	Autoconsumo [kWh/año]		3425	3425	3425	3425	3424	3422	3419	3416	3412	3407	3402	3397
	Excedente [kWh/año]		2708	2665	2623	2581	2539	2500	2460	2421	2383	2346	2309	2271
Evaluación sin panel	Facturación por consumo de energía [CLP]		-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059
Evaluación con panel	Facturación por consumo de energía [CLP]		$ -	$ -	$ -	$ -	-$ 32	-$ 441	-$ 851	-$ 1.352	-$ 2.143	-$ 2.934	-$ 3.725	-$ 4.515
	Ahorros por autoconsumo en el período [CLP]		$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.027	$ 564.618	$ 564.208	$ 563.707	$ 562.916	$ 562.125	$ 561.334	$ 560.544
	Reembolso Excedente [CLP]		$ -	$ -	$ -	$ -	$ 32	$ 441	$ 851	$ 1.352	$ 2.143	$ 2.934	$ 3.725	$ 4.515
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-$10.708.091	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Evaluación total	Ahorros por período [CLP]	-$10.708.091	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059
Flujos acumulados [CLP]		-$10.708.091	-$10.143.032	-$ 9.577.973	-$ 9.012.914	-$ 8.447.855	-$ 7.882.796	-$ 7.317.737	-$ 6.752.678	-$ 6.187.619	-$ 5.622.560	-$ 5.057.501	-$ 4.492.442	-$ 3.927.383
Flujo Efectivo Neto [CLP]		-$10.708.091	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059

Figura 3.23: Balance del flujo de caja desde 2022 hasta 2033.
(Fuente: Elaboración propia)



Evaluación	Variable	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Demanda	Total [kWh/año]	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425
Panel FV	Generación Anual [kWh/año]	5626	5584	5542	5500	5458	5416	5374	5331	5289	5247	5205	5163	5121
	Autoconsumo [kWh/año]	3392	3388	3383	3378	3373	3368	3364	3359	3354	3349	3345	3340	3335
	Excedente [kWh/año]	2234	2197	2159	2122	2085	2047	2010	1973	1935	1898	1860	1823	1786
Evaluación sin panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059
Evaluación con panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	-$ 5.306	-$ 6.097	-$ 6.888	-$ 7.679	-$ 8.470	-$ 9.261	-$ 10.052	-$ 10.843	-$ 11.634	-$ 12.425	-$ 13.216	-$ 14.007	-$ 14.798
	Ahorros por autoconsumo en el período [CLP]	$ 559.753	$ 558.962	$ 558.171	$ 557.380	$ 556.589	$ 555.798	$ 555.007	$ 554.216	$ 553.425	$ 552.634	$ 551.843	$ 551.052	$ 550.261
	Reembolso Excedente [CLP]	$ 5.306	$ 6.097	$ 6.888	$ 7.679	$ 8.470	$ 9.261	$ 10.052	$ 10.843	$ 11.634	$ 12.425	$ 13.216	$ 14.007	$ 14.798
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-$ 4.230.222	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Evaluación total	Ahorros por período [CLP]	-$ 3.665.163	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059
Flujos acumulados [CLP]		-$ 7.592.545	-$ 7.027.486	-$ 6.462.427	-$ 5.897.368	-$ 5.332.309	-$ 4.767.250	-$ 4.202.191	-$ 3.637.132	-$ 3.072.073	-$ 2.507.014	-$ 1.941.955	-$ 1.376.896	-$ 811.837
Flujo Efectivo Neto [CLP]		-$ 3.665.163	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059

Figura 3.24: Balance del flujo de caja desde 2034 hasta 2046.
(Fuente: Elaboración propia)

3.2. Cálculo de sistema fotovoltaico sin almacenamiento

En la presente sección, se dimensiona un sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías, que sigue la configuración de la Figura 3.25, con el fin de realizar una comparación de los resultados económicos obtenidos con respecto a la sección anterior del sistema fotovoltaico con almacenamiento.

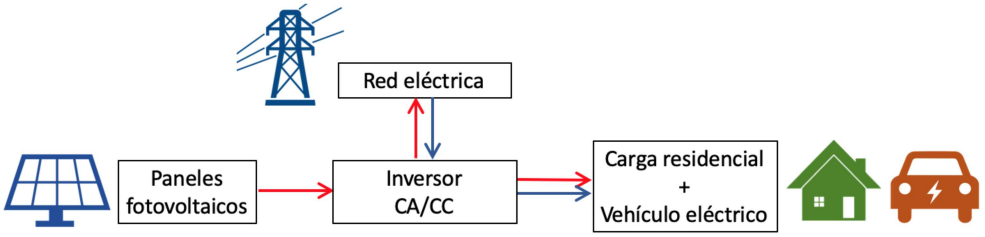


Figura 3.25: Configuración de sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica sin almacenamiento de energía con sólo un inversor. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica.
(Fuente: Elaboración Propia)

3.2.1. Paso 1: Cálculo del consumo energético

Se realiza el procedimiento de la sección anterior, obteniendo los mismos datos del consumo energético total del hogar (ver Figura 3.3 y Figura 3.4). De esta manera, se selecciona el consumo promedio diario del mes de Julio equivalente a 11,33 kWh/día.

3.2.2. Paso 2: Dimensionamiento arreglo fotovoltaico

Al disponer de los mismos valores del consumo energético, se realiza el mismo dimensionamiento que la sección anterior, buscando suplir el consumo en el mes más crítico correspondiente a Julio. De esta forma, se consideran 12 paneles, presentando una potencia instalada fotovoltaica de 4.92 kWp en STC.

3.2.3. Paso 3: Dimensionamiento del inversor

Para este sistema interconectado a la red sin almacenamiento de baterías, se selecciona el mismo inversor InfiniSolar E 5.5KW del escenario anterior (ver Tabla 3.3), ya que se requiere de la misma potencia nominal, y por lo tanto se estaría utilizando en modo "Grid Tie Operation", es decir, el inversor puede recibir energía ya sea desde el arreglo fotovoltaico o desde la red eléctrica, o bien, inyectar excedentes a esta última. Sin embargo, cabe destacar que se podrían reducir costos de adquisición al utilizar un inversor sin controlador de carga incluido, ya que generalmente resultan ser más económicos.

3.2.4. Paso 4: Tipo de conexión entre paneles fotovoltaicos

Como se tiene el mismo arreglo fotovoltaico y el inversor seleccionado que en la sección anterior, entonces el tipo de conexión será idéntico, con dos hileras independientes (una por cada entrada MPPT del inversor) de seis paneles conectados en serie.

3.2.5. Paso 5: Superficie requerida

Al igual que en la sección anterior, la superficie mínima requerida para la instalación es de 24,4 m^2, para un techo horizontal se requieren 51,5 m^2 y para un techo con una inclinación de 30° se requieren 24,8 m^2.

3.2.6. Paso 6: Dimensionamiento del cableado eléctrico

Al igual que en la sección anterior, se obtiene el mismo dimensionamiento del cableado y la canalización requerida. Sin embargo, en esta ocasión, como no se tiene un sistema de almacenamiento de baterías, no se tiene el tramo desde banco de baterías hasta el inversor.

3.2.7. Paso 7: Protecciones eléctricas

Al igual que en la sección anterior, se seleccionan los mismos dispositivos de protección eléctrica, al presentarse los mismo parámetros técnicos a partir del arreglo fotovoltaico y el inversor escogido. Sin embargo, en esta ocasión, como no se tiene un sistema de almacenamiento de baterías, no se considera el tramo desde banco de baterías hasta el inversor.

3.2.8. Paso 8: Proyección de la generación

Al igual que en el caso anterior, se asume un horizonte del proyecto de 25 años, que corresponde a la vida útil de los componentes. Por otro lado, la generación fotovoltaica resulta ser la misma del caso anterior, ya que corresponde a la misma localización geográfica, datos meteorológicos y el mismo arreglo fotovoltaico de paneles (ver Figura 3.16).

Ahora bien, no resulta sencillo estimar la cantidad de energía inyectada a la red, la proveniente esta y la autoconsumida, a partir de los valores mensuales, ya que en este caso no se dispone un sistema de almacenamiento que nos permita asumir que se dispondrá de un sistema de gestión energética que nos permita suplir toda la demanda energética en cada instante del día mediante el autoconsumo de la generación fotovoltaica, por lo tanto, en este escenario el excedente energético sólo tiene como destino la inyección a la red eléctrica. De esta forma, resulta necesario asumir un perfil de consumo energético diario promedio

durante cada mes del año, a partir de los valores mensuales reales recolectados. Sin embargo, no se dispone de la información sobre perfil de consumo real del hogar, el cual además suele presentar altas variaciones y dependerá de muchos factores, como el tipo de día (si es de vacaciones en donde los ocupantes están durante gran parte del día en el hogar o de trabajo en donde se suele presentar la mayor demanda durante las primeras y últimas horas del día), tipo de electrodomésticos y artefactos eléctricos en el hogar, entre otros. Por lo tanto, se asume un perfil genérico constante con una curva plana, el cual representa el consumo promedio durante cada hora del día. De esta forma, se obtienen los siguientes perfiles de generación y consumo durante cada día del año (ver Figura 3.26).

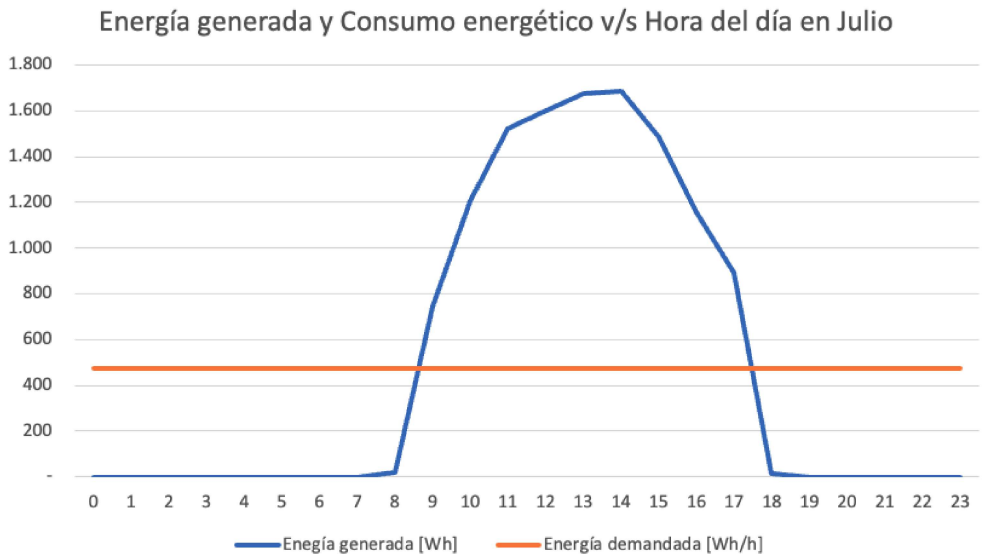


Figura 3.26: Perfiles promedios de generación fotovoltaica y consumo energético diario durante el mes de Julio.
(Fuente: Elaboración propia)

Consiguientemente, se realiza el siguiente análisis durante cada hora del día para determinar la gestión energética. Por un lado, la energía autoconsumida se obtiene como:

$$E_{autoconsumida} = \begin{cases} E_{demandada} & ; \text{si } E_{generada} >= E_{demandada} \\ E_{generada} & ; \text{si } E_{demandada} >= E_{generada} \end{cases}$$

En donde, la energía autoconsumida, durante cada hora del día, será equivalente al consumo energético horario, en el caso en que la generación fotovoltaica horaria supere al consumo en determinada hora. En caso contrario, esta será equivalente a la generación fotovoltaica horaria, en el escenario en que el consumo energético sea mayor a la generación. Por otro lado, la energía inyectada a la red eléctrica se obtiene como:

$$E_{inyectada} = \begin{cases} E_{generada} - E_{demandada} & ; \text{si } E_{generada} >= E_{demandada} \\ 0 & ; \text{si } E_{demandada} >= E_{generada} \end{cases}$$

En donde, la energía inyectada durante cada hora del día será equivalente a la diferencia entre la generación fotovoltaica horaria y el consumo horario, en caso de que la generación supere al consumo. En caso contrario, la energía inyectada será nula, en el escenario en que el consumo horario supere a la generación horaria. Finalmente, la energía proveniente desde la red requerida para suplir el consumo energético se obtiene como:

$$E_{red} = \begin{cases} E_{demandada} - E_{generada} & ; \text{si } E_{demandada} >= E_{generada} \\ 0 & ; \text{si } E_{generada} >= E_{demandada} \end{cases}$$

En donde, la energía proveniente desde la red eléctrica será equivalente a la diferencia entre el consumo horario y la generación fotovoltaica horaria, en caso de que el consumo supere a la generación. En caso contrario, se considera nula, en caso de que la generación horaria supere al consumo en determinada hora del día.

Posteriormente, se adicionan todos los valores promedios horarios de cada mes para cada año de vida del proyecto, obteniendo los siguientes resultados anuales de la gestión energética (ver Figura 3.27), en donde además se puede observar que con el transcurso de los años, la energía tanto autoconsumida como la inyectada a la red eléctrica son cada vez menores debido a la degradación de los paneles, lo cual provoca una disminución en la generación fotovoltaica, mientras que por otro lado se genera un aumento en la energía proveniente desde la red (ver Figura 3.28).

Año de operación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Energía autoconsumida anual [kWh/año]	1534	1533	1532	1532	1531	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1527	1526	1525	1525	1524	1523	1522	1521	1520	1519	1519	1518	1517	1516
Energía inyectada a la red [kWh/año]	4598	4557	4515	4474	4432	4391	4349	4308	4266	4225	4183	4142	4100	4059	4018	3976	3935	3894	3852	3811	3770	3729	3687	3646	3605
Energía desde la red [kWh/año]	1891	1892	1892	1893	1893	1894	1895	1895	1896	1897	1897	1898	1899	1899	1900	1901	1902	1902	1903	1904	1905	1906	1907	1908	1909

Figura 3.27: Proyección de la gestión energética durante los 25 años de operación.
(Fuente: Elaboración propia)

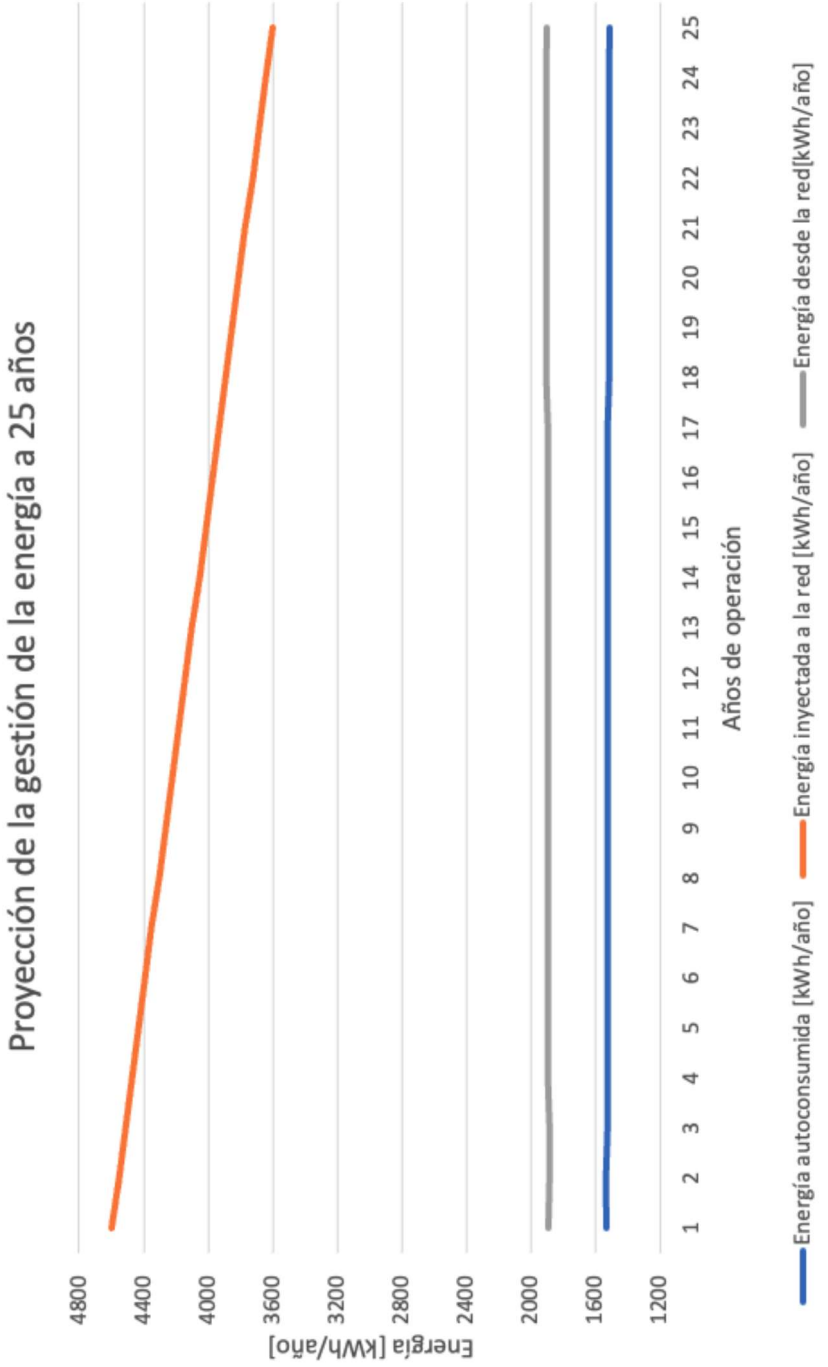


Figura 3.28: Gráfico de la proyección de la gestión energética a 25 años, en donde se divisa de mejor forma la disminución de los excedentes energéticos.
(Fuente: Elaboración propia)

3.2.9. Paso 9: Análisis económico

Por un lado, el cálculo del CAPEX se realiza de manera similar al caso anterior, a diferencia de que en esta ocasión no se requiere de la alta inversión que presenta la adquisición del banco de baterías, ni tampoco el cableado y canalización eléctrica correspondiente al tramo desde el banco de baterías hasta el inversor (ver Figura 3.29).

Componente	Cantidad	Precio Unitario (CLP) sin IVA	Precio total
Panel Fotovoltaico	12	$ 96.720	$1.160.640
Inversor Híbrido	1	$ 1.150.000	$1.150.000
Cableado y Canalización		$ 140.743	$ 140.743
Protecciones eléctricas			$ 398.170
Equipo de Montaje (10%)			$ 284.955
Instalación (15%)			$ 427.433
		Total CAPEX sin IVA	$3.561.941
		Total CAPEX con IVA	$4.238.710

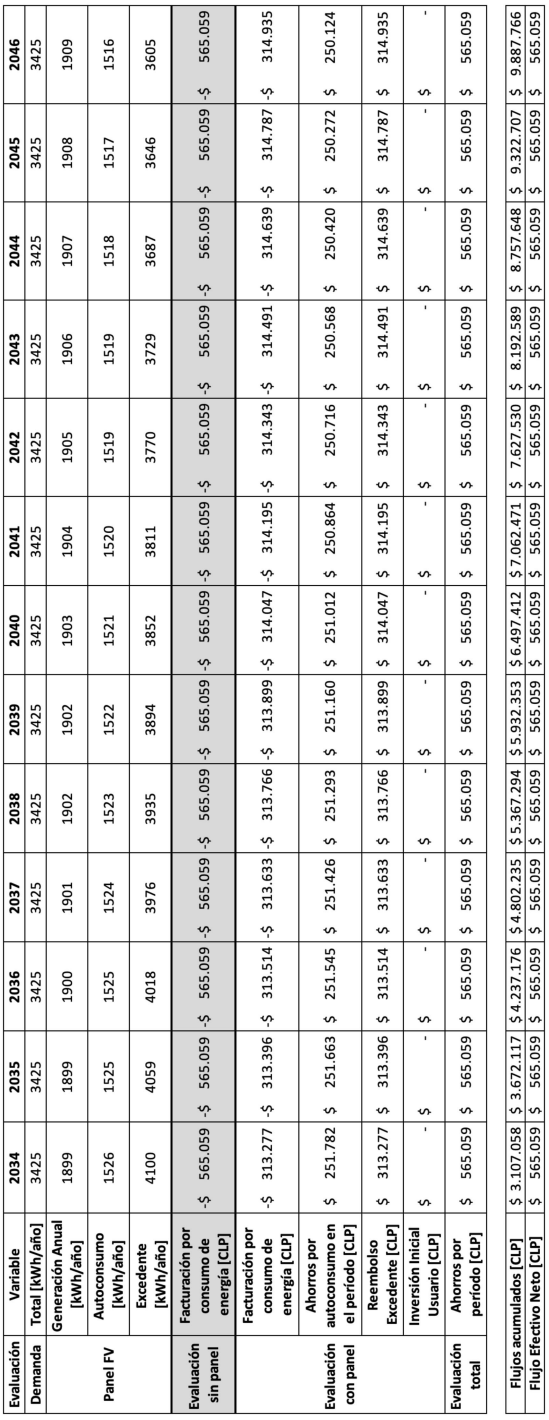
Figura 3.29: Cálculo del CAPEX para la instalación del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. (Fuente: Elaboración propia)

Para realizar el análisis de sensibilidad, se utilizan los precios de energía proveniente desde la red eléctrica y la inyección de 165 y 88 CLP/kWh, respectivamente. La evaluación sin panel nos señala que se debe pagar un monto anual por la tarifa de la electricidad de CLP$ 595.059, mientras que, con la incorporación del sistema fotovoltaico se genera un autoconsumo equivalente a CLP$ 253.064 anual para el primer año de operación, por lo que restando a la tarifa normal, se tendría que pagar un monto equivalente a CLP$ 311.995 por la energía desde la red eléctrica. Sin embargo, se generan excedentes equivalentes, por ejemplo, a un reembolso de CLP$ 405.652 para el primer año, sin embargo, según la normativa chilena de Net Metering ([34]), el reembolso de los excedentes no puede ser mayor al precio de la tarifa eléctrica, y por lo tanto, sólo se puede descontar la tarifa de la electricidad hasta un costo nulo. Ahora bien, este estudio no considera limitación de la inyección a la red, que en algunas ocasiones fija la empresa distribuidora. De esta forma, los ingresos en este balance económico se asocian al ahorro que presenta la incorporación del sistema fotovoltaico (ver Figura 3.30 y Figura 3.31).

Finalmente, se obtienen los indicadores económicos como el Payback de 7,5 años, que resulta ser bastante atractivo dado la vida útil de los componentes de 25 años. Luego, la TIR indica que la tasa de descuento máxima recomendable para obtener rentabilidad en el proyecto es de 12,65 %, que resulta ser mayor a la tasa de descuento del inversionista considerada del 10 %, y finalmente, un VAN positivo de CLP$ 890.354 el cual indica que el proyecto es rentable.

Evaluación	Variable	Año cero	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda	Total [kWh/año]		3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425
Panel FV	Generación Anual [kWh/año]		1891	1892	1892	1893	1893	1894	1895	1895	1896	1897	1897	1898
	Autoconsumo [kWh/año]		1534	1533	1532	1532	1531	1531	1530	1529	1529	1528	1527	1527
	Excedente [kWh/año]		4598	4557	4515	4474	4432	4391	4349	4308	4266	4225	4183	4142
Evaluación sin panel	Facturación por consumo de energía [CLP]		-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059
Evaluación con panel	Facturación por consumo de energía [CLP]		-$ 311.995	-$ 312.100	-$ 312.204	-$ 312.309	-$ 312.414	-$ 312.518	-$ 312.623	-$ 312.727	-$ 312.832	-$ 312.936	-$ 313.041	-$ 313.158
	Ahorros por autoconsumo en el período [CLP]		$ 253.064	$ 252.959	$ 252.855	$ 252.750	$ 252.645	$ 252.541	$ 252.436	$ 252.332	$ 252.227	$ 252.123	$ 252.018	$ 251.901
	Reembolso Excedente [CLP]		$ 311.995	$ 312.100	$ 312.204	$ 312.309	$ 312.414	$ 312.518	$ 312.623	$ 312.727	$ 312.832	$ 312.936	$ 313.041	$ 313.158
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-$ 4.238.710	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Evaluación total	Ahorros por período [CLP]	-$ 4.238.710	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059
Flujos acumulados [CLP]		-$ 4.238.710	-$ 3.673.651	-$ 3.108.592	-$ 2.543.533	-$ 1.978.474	-$ 1.413.415	-$ 848.356	-$ 283.297	$ 281.763	$ 846.822	$ 1.411.881	$ 1.976.940	$ 2.541.999
Flujo Efectivo Neto [CLP]		-$ 4.238.710	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059

Figura 3.30: Balance del flujo de caja desde 2022 hasta 2033.
(Fuente: Elaboración propia)



Evaluación	Variable	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Demanda	Total [kWh/año]	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425	3425
Panel FV	Generación Anual [kWh/año]	1899	1899	1900	1901	1902	1902	1903	1904	1905	1906	1907	1908	1909
	Autoconsumo [kWh/año]	1526	1525	1525	1524	1523	1522	1521	1520	1519	1519	1518	1517	1516
	Excedente [kWh/año]	4100	4059	4018	3976	3935	3894	3852	3811	3770	3729	3687	3646	3605
Evaluación sin panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059	-$ 565.059
Evaluación con panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	-$ 313.277	-$ 313.396	-$ 313.514	-$ 313.633	-$ 313.766	-$ 313.899	-$ 314.047	-$ 314.195	-$ 314.343	-$ 314.491	-$ 314.639	-$ 314.787	-$ 314.935
	Ahorros por autoconsumo en el período [CLP]	$ 251.782	$ 251.663	$ 251.545	$ 251.426	$ 251.293	$ 251.160	$ 251.012	$ 250.864	$ 250.716	$ 250.568	$ 250.420	$ 250.272	$ 250.124
	Reembolso Excedente [CLP]	$ 313.277	$ 313.396	$ 313.514	$ 313.633	$ 313.766	$ 313.899	$ 314.047	$ 314.195	$ 314.343	$ 314.491	$ 314.639	$ 314.787	$ 314.935
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
Evaluación total	Ahorros por período [CLP]	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059
Flujos acumulados [CLP]		$ 3.107.058	$ 3.672.117	$ 4.237.176	$ 4.802.235	$ 5.367.294	$ 5.932.353	$ 6.497.412	$ 7.062.471	$ 7.627.530	$ 8.192.589	$ 8.757.648	$ 9.322.707	$ 9.887.766
Flujo Efectivo Neto [CLP]		$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059	$ 565.059

Figura 3.31: Balance del flujo de caja desde 2034 hasta 2046.
(Fuente: Elaboración propia)

4 | Dimensionamiento según superficie disponible

Un gran problema que suele presentarse en el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos residenciales, es la disponibilidad de superficie para la instalación fotovoltaica, la cual se ve afectada ya sea por los requisitos mínimos de seguridad, o bien, en el caso de un tejado, que este presente la capacidad suficiente soportar el peso que presentan tanto la estructura de soporte como los mismos paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, en el capítulo anterior, se dimensionan los sistemas fotovoltaicos en base al consumo energético. Sin embargo, surgen algunas incógnitas como, ¿Qué pasaría si se dimensiona el sistema fotovoltaico en una menor escala, con tal de suplir una fracción del consumo total?, o bien, ¿Qué pasaría si se sobredimensiona el sistema fotovoltaico, considerando una mayor cantidad de paneles?, y por último, ¿Cuál de estos casos resulta ser el más rentable, considerando la actual limitación de reducción de la tarifa eléctrica hasta cero, o bien, en un caso hipotético en donde no existiese tal limitación?.

Con el fin de resolver estas dudas, en el presente capítulo se realiza un análisis de ocho distintos escenarios a partir de la ocupación superficial del tejado que presentan distintos dimensionamientos del sistema fotovoltaico. Para cada uno de los escenarios, se obtiene la superficie ocupada tanto para un tejado horizontal, como para un tejado con una inclinación en 30°, considerando que los paneles se fijan en una inclinación de 33.03° sobre la horizontal y que su disposición en el tejado corresponde al tipo de conexión entre estos.

Al igual que en los capítulos anteriores, se evalúan casos con y sin almacenamiento de energía, con el fin de realizar una comparación económica entre estos. Para llevar a cabo los dimensionamientos, se utilizó la misma memoria de cálculo explicada en el capítulo anterior.

4.1. Casos con almacenamiento

Tal como se mencionó anteriormente, se evalúan cuatros casos de este tipo de configuración, dependiendo de la superficie disponible que requiere cada dimensionamiento. Para todos los escenarios se consideró el mismo banco de baterías calculado en los capítulos anteriores, el cual consiste en 6 baterías Rolls 8-CS-17PS

de 8 V y 568 Ah para una descarga en 20 horas. Por otro lado, en cada escenario se utilizó el mismo tipo de paneles fotovoltaicos Ulica Solar de 410 Wp, mientras que el inversor seleccionado varía en cada uno, debido a los diferentes parámetros de operación. La configuración utilizada para los dimensionamientos fue con un inversor híbrido único (ver Figura 3.1 del Capítulo 3), sin embargo, también se pueden utilizar otras configuraciones, especialmente cuando no se encuentran en el mercado componentes que cumplan con los parámetros requeridos, como por ejemplo, utilizando un controlador de carga MPPT externo al inversor (ver Figura 4.1), o bien, utilizar inversores híbridos conectados en paralelo (ver Figura 4.2).

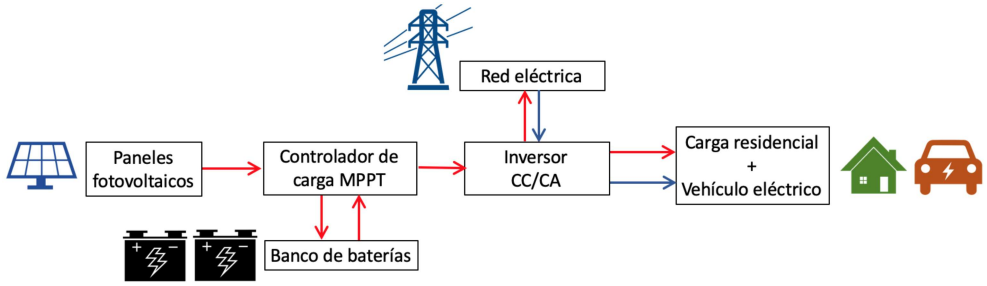


Figura 4.1: Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora un controlador de carga MPPT para el manejo de la energía generada y la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica.
(Fuente: Elaboración Propia)

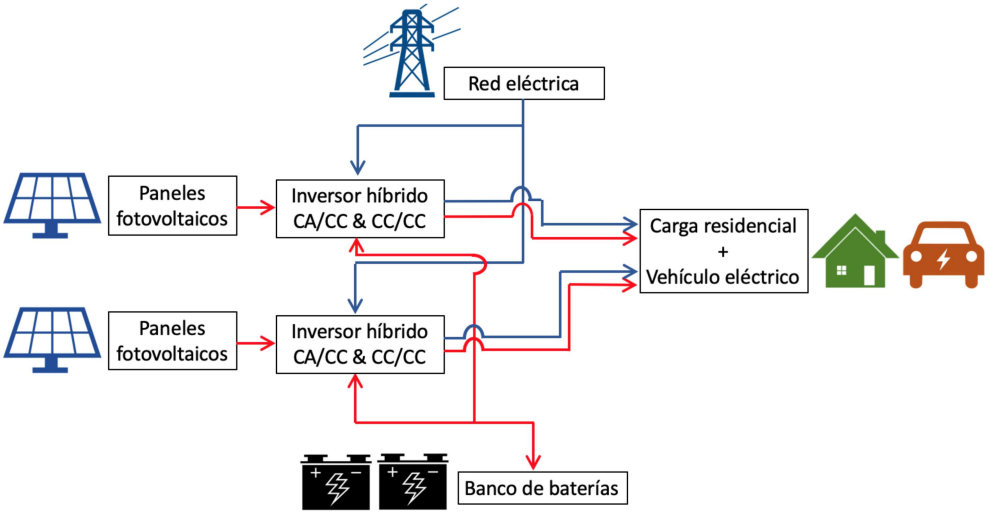


Figura 4.2: Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora dos inversores híbridos para la carga del banco de baterías. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica.
(Fuente: Elaboración Propia)

4.1.1. Dimensionamiento con 4 paneles fotovoltaicos

Corresponde a la configuración de la Figura 3.1, en donde se utilizan 4 paneles fotovoltaicos de 410 Wp, llegando a una potencia fotovoltaica instalada de 1,64 kW. De este modo, se seleccionó un inversor híbrido InfiniSolar V II con una potencia nominal de 2 kW (ver Tabla 4.1). A partir de los parámetros del inversor, de dispone de una hilera de cuatros paneles conectados de serie, presentando una ocupación superficial de 6,8 m^2 (en un área de 4x1,7 m aproximadamente) para un techo horizontal y 8,1 m^2 (en un área de 4x2 m aproximadamente) para un techo con una inclinación en 30°.

De este modo, debido a que se asume sólo una hilera, no existe una espaciamiento que se deba considerar, reduciéndose drásticamente la superficie requerida. Por otro lado, en un techo horizontal se requiere de una menor superficie disponible, debido a que la proyección horizontal de los paneles sobre el tejado es menor que en el caso de un techo inclinado en 30°.

Tabla 4.1: Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 4 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Voltronic Power
Modelo	InfiniSolar V VII 2KW
Potencia Nominal	2000 W
Potencia máxima fotovoltaica permitida	3000W
Voltaje del banco de baterías	48 Vcc
Rango de voltaje de operación MPPT del arreglo fotovoltaico	120-450 Vcc
Voltaje máximo de circuito abierto del arreglo fotovoltaico	500 Vcc
Número de entradas MPPT	1
Corriente continua máxima por entrada MPPT	18 A

4.1.2. Dimensionamiento con 8 paneles fotovoltaicos

Corresponde a la configuración de la Figura 3.1, en donde se utilizan 8 paneles fotovoltaicos de 410 Wp, llegando a una potencia fotovoltaica instalada de 3,28 kW. Se seleccionó un inversor híbrido SML-II-3500W con una potencia nominal de 3,5 kW (ver Tabla 4.2). A partir de los parámetros del inversor, de dispone de una hilera de ocho paneles conectados de serie, presentando una ocupación superficial de 13,6 m^2 (en un área de 8x1,7 m aproximadamente) para un techo horizontal y 16,2 m^2 (en un área de 8x2 m aproximadamente) para un techo con una inclinación en 30°.

De este modo, al igual que en el caso anterior, la superficie requerida en un techo horizontal resulta ser menor a la de un techo con una inclinación en 30°.

Tabla 4.2: Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 8 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Easun Power
Modelo	SML-II-3500W
Potencia Nominal	3500 W
Potencia máxima fotovoltaica permitida	5000W
Voltaje del banco de baterías	24 Vcc
Rango de voltaje de operación MPPT del arreglo fotovoltaico	120-450 Vcc
Voltaje máximo de circuito abierto del arreglo fotovoltaico	500 Vcc
Número de entradas MPPT	1
Corriente continua máxima por entrada MPPT	100 A

4.1.3. Dimensionamiento con 12 paneles fotovoltaicos

Corresponde al mismo dimensionamiento realizado en el capítulo anterior, en donde se tiene la configuracion de la Figura 3.1, y se utilizan 12 paneles fotovoltaicos de 410 Wp, llegando a una potencia fotovoltaica instalada de 4,92 kW. De esta manera, se seleccionó un inversor híbrido InfiniSolar E 5.5KW con una potencia nominal de 5500 kW (ver Tabla 3.3). A partir de los parámetros del inversor, se dispone de dos hileras de seis paneles conectados de serie, presentando una ocupación superficial de 51,5 m^2 (en un área de 6x8,5 m aproximadamente con un espaciamiento de 5,15 m) para un techo horizontal y 24,8 m^2 (en un área de 6x4,1 m aproximadamente con un espaciamiento de 0,08 m) para un techo con una inclinación en 30°.

De este modo, debido a que se disponen más de una hilera de paneles fotovoltaicos, la superficie requerida aumenta drásticamente debido al espaciamiento a considerar entre estas, con el fin de evitar las sombras. Junto a esto, se observa en esta ocasión, que para un techo horizontal, la superficie requerida resulta ser mucho mayor a la de un techo inclinado, lo cual es contrario a lo obtenido en los casos anteriores.

4.1.4. Dimensionamiento con 16 paneles fotovoltaicos

Corresponde a la configuración de la Figura 3.1, en donde se utilizan 16 paneles fotovoltaicos de 410 Wp, llegando a una potencia fotovoltaica instalada de 6,56 kW. De este modo, se seleccionó un inversor híbrido FUSION-8-HYB con una potencia nominal de 8 kW (ver Tabla 4.3). A partir de los parámetros del inversor, de disponen de dos hileras de 8 paneles conectados de serie, presentando una ocupación superficial de 68,7 m^2 (en un área de 8x8,6 m aproximadamente) para un techo horizontal y 33,1 m^2 (en un área de 8x4,1 m aproximadamente) para un techo con una inclinación en 30°.

Como se puede observar, al igual que en el caso con 12 paneles, la superficie requerida en un techo horizontal resulta ser mucho mayor a la de un techo inclinado en 30°, debido al espaciamiento entre hileras a considerar.

Tabla 4.3: Parámetros principales del inversor híbrido para el caso de 16 paneles fotovoltaicos con sistema de almacenamiento.

Parámetros	**Descripción**
Marca	Fusion
Modelo	FUSION-8-HYB
Potencia Nominal	8000 W
Potencia máxima fotovoltaica permitida	10400W
Voltaje del banco de baterías	40-60 Vcc
Rango de voltaje de operación MPPT del arreglo fotovoltaico	125-425 Vcc
Voltaje máximo de circuito abierto del arreglo fotovoltaico	500 Vcc
Número de entradas MPPT	2
Corriente continua máxima por entrada MPPT	18 A

4.2. Casos sin almacenamiento

Al igual que en la sección anterior, se evalúan los mismos cuatro escenarios dependiendo a la superficie disponible para la instalación, pero esta vez sin la consideración de almacenamiento de energía, utilizando para esto la configuración de la Figura 3.25 del Capítulo 3, aunque también, se pudo haber utilizado la configuración de inversores en paralelo de la Figura 4.3. De esta manera, se replica el número de paneles fotovoltaicos y el correspondiente inversor híbrido seleccionado.

4.3. Superficies requeridas

Finalmente, se resumen las superficies requeridas para la instalación de los respectivos dimensionamientos en la Figura 4.4, en donde se indica el área mínima requerida en metros cuadrados, el número de paneles fotovoltaicos a instalar, el tipo de tejado, el cual puede corresponde a un techo horizontal o inclinado en 30°, y las dimensiones mínimas de largo y ancho requeridas para la instalación de la correspondiente configuración de hileras y paneles en series.

Como se puede corroborar, para el dimensionamiento de sólo una hilera, la superficie requerida será menor en un techo horizontal, mientras que para casos de más de una hilera, la superficie será menor en un techo

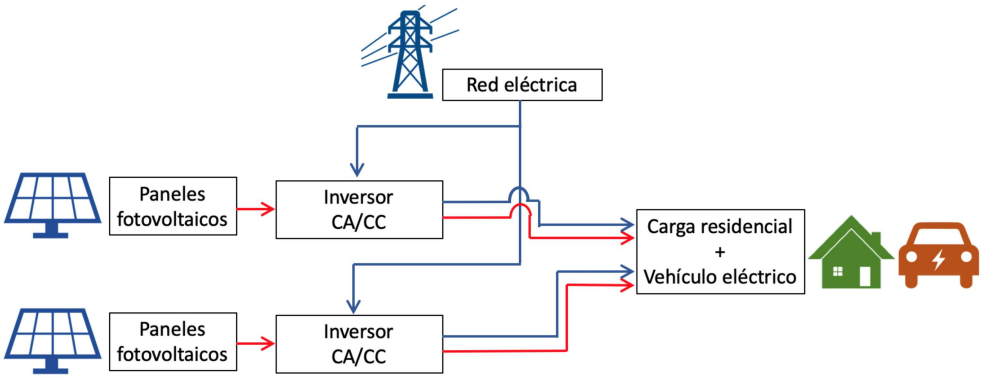


Figura 4.3: Configuración de sistema fotovoltaico que incorpora dos inversores conectados en paralelo sin almacenamiento de energía. Las flechas rojas indican flujos de energía fotovoltaica, mientras que las flechas azules indican flujos de energía desde la red eléctrica.
(Fuente: Elaboración Propia)

Superficie disponible requerida	N° paneles	Tipo tejado	Dimensiones mínimas largo x ancho en m	N° Paneles en serie x N° Hileras
Desde 7 m^2	4	Horizontal	4 x 1,7	4 x 1
Desde 9 m^2	4	Inclinado 30°	4 x 2	4 x 1
Desde 14 m^2	8	Horizontal	8 x 1,7	8 x 1
Desde 17 m^2	8	Inclinado 30°	8 x 2	8 x 1
Desde 25 m^2	12	Inclinado 30°	6 x 4,1	6 x 2
Desde 34 m^2	16	Inclinado 30°	8 x 4,1	8 x 2
Desde 52 m^2	12	Horizontal	6 x 8,5	6 x 2
Desde 69 m^2	16	Horizontal	8 x 8,5	8 x 2

Figura 4.4: Tabla de superficies disponibles requeridas según cantidad de paneles dimensionados.
(Fuente: Elaboración Propia)

inclinado. Sin embargo, los paneles pueden disponerse a partir de otras configuraciones, como por ejemplo, en el caso de ocho paneles, se pudo disponer de dos hileras con cuatro paneles en serie.

Por último, a partir de estos datos tabulados, un usuario interesado en instalar un sistema fotovoltaico que sólo dispone de 20 m^2 (de al menos 8 metros de largo y dos metros de ancho), tiene como opción al menos cuatro configuraciones posibles estudiadas, y claramente sería posible instalar otro número de paneles inferior a 8. Finalmente, también se pudo haber estudiado la superficie requerida a partir de otros números de paneles o de su tipo de disposición en el tejado, sin embargo, escapa de los alcances de la presente memoria de tesis.

4.4. Comparación y análisis económico

Como se puede observar en la Figura 4.5, se obtienen los indicadores económicos correspondientes a cada escenario, en donde se divisa la inversión inicial o CAPEX, el valor actual neto o VAN, la tasa interna de retorno o TIR y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback en años. Al igual que en los capítulos anteriores, para determinar los resultados económicos se utiliza una tasa de descuento del 10 % y un horizonte del proyecto de 25 años.

		Superficie requerida m^2					
Tipo de configuración	N° paneles	Techo horizontal	Techo inclinado 30°	CAPEX (CLP)	VAN (CLP)	TIR %	Payback en años
Con almacenamiento	4	Desde 7 m^2	Desde 9 m^2	$ 8.229.260	$-6.384.060	-4,8%	Sin payback
	8	Desde 14 m^2	Desde 17 m^2	$ 9.143.939	$-5.270.035	0,4%	23,9
	12	Desde 52 m^2	Desde 25 m^2	$ 10.708.091	$-6.804.372	-0,6%	Sin payback
	16	Desde 69 m^2	Desde 34 m^2	$ 11.724.407	$-7.820.688	-1,3%	Sin payback
Sin almacenamiento	4	Desde 7 m^2	Desde 9 m^2	$ 1.859.335	$ 612.966	14,2%	6,7
	8	Desde 14 m^2	Desde 17 m^2	$ 2.782.648	$ 1.358.395	16,2%	5,9
	12	Desde 52 m^2	Desde 25 m^2	$ 4.238.710	$ 890.354	12,7%	7,5
	16	Desde 69 m^2	Desde 34 m^2	$ 5.333.011	$ -203.947	9,5%	9,4

Figura 4.5: Resultados económicos para los seis escenarios depediendo de la superficie disponible, con la limitante establecida.
(Fuente: Elaboración Propia)

En primer lugar, para los casos con almacenamiento en baterías se observa que:

- Debido a que en todos lo casos se obtiene un VAN negativo, ninguno de los escenarios resulta ser rentable para la tasa de descuento considerada. Esto se debe al alto costo de inversión inicial que se requiere, principalmente debido a la adquisición del banco de baterías.
- Para los escenarios de 4, 12 y 16 paneles, se obtiene una TIR negativa y no se logra un payback dentro del horizonte del proyecto, esto quiere decir, que incluso bajo una tasa de descuento del 0 %, no se lograría recuperar la inversión dentro de 25 años.
- Para el escenario de 8 paneles, se logra un payback dentro del horizonte del proyecto, sin embargo, se requeriría de disponer de una tasa de descuento de a lo más del 0,4 % para que el proyecto sea rentable, lo cual resulta ser muy por debajo del rango comúnmente utilizado de 5 al 10 %.

Por otro lado, para los casos sin almacenamiento en baterías se observa que:

- En los casos de 4, 8, y 12 paneles se obtiene un VAN positivo, por lo que todos los escenarios son rentables, mientras que en el caso de 16 paneles, este no cumple con la rentabilidad esperada para una tasa de descuento del 10 %, sin embargo, para una tasa menor al 9,5 %, este si sería rentable, junto a que se encuentra dentro del rango del 5 al 10 %.
- Debido a que todas las TIR resultan ser positivas, en todos los casos se logra recuperar la inversión dentro del horizonte del proyecto.

- El caso más favorable resulta ser el de 8 paneles fotovoltaicos, es decir, dimensionar en una menor escala en relación al dimensionamiento en base al consumo energético del hogar, resulta dar una mayor rentabilidad al proyecto. Esto se debe principalmente a que, en comparación a los casos de 12 y 16 paneles, se requiere de una menor inversión inicial, se autoconsume una mayor fracción de la energía generada que permite lograr un mayor ahorro por costo de inversión, y se generan una menor cantidad de excedentes, los cuales se valorizan a un menor precio que la energía autoconsumida. Por otro lado, en comparación al caso de 4 paneles fotovoltaicos, se tiene en este último caso, que a partir del autoconsumo y la inyección de excedentes, no se logra reducir la tarifa de electricidad a cero, por lo que no se está logrando el mayor ahorro económico posible, mientras que en el caso de 8 paneles, a pesar de requerir una mayor inversión inicial, existe una mayor generación, logrando un mayor autoconsumo (por ejemplo, para el caso de 4 paneles, para el primer año el autoconsumo es de 1338 kWh/año, mientras que para el caso de 8 paneles asciende a 1493 kWh/año), lo que permite un mayor ahorro económico anual, y por ende, recuperar la inversión en un menor período de tiempo (ver Figura 4.6). Finalmente, esta conclusión aplica también para los casos con almacenamiento.
- La disminución de la rentabilidad, o TIR obtenida, desde el caso de los 8 hasta los 16 paneles fotovoltaicos, se debe a que existe un tope de autoconsumo de la energía fotovoltaica, el cual se define a partir del mismo consumo energético del hogar. Por lo tanto, al instalar una mayor cantidad de paneles, se está requiriendo de una mayor inversión, y a la vez, el ahorro económico anual tendrá como tope el monto equivalente a las tarifas de electricidad anuales a pagar, correspondiente a CLP$ 565.059 cuando no se tiene un sistema fotovoltaico (ver Figura 4.6). Finalmente, esta conclusión aplica también para los casos con almacenamiento.

N° paneles	CAPEX	Tarifa anual sin FV	Ahorro prom. autoconsumo	Ahorro prom. excedentes	Ahorro prom. total	Payback prom.
4	$ 1.859.335	$ 565.059	$ 215.587	$ 50.185	$ 265.771	6,7
8	$ 2.782.648	$ 565.059	$ 244.263	$ 200.298	$ 444.561	5,9
12	$ 4.238.710	$ 565.059	$ 251.708	$ 313.351	$ 565.059	7,5
16	$ 5.333.011	$ 565.059	$ 251.708	$ 313.351	$ 565.059	9,4

Figura 4.6: Resultados económicos promedios para los casos sin almacenamiento, en donde se puede divisar según el número de paneles del sistema fotovoltaico, el CAPEX requerido, la tarifa anual que habría que pagar sin el sistema fotovoltaico, el ahorro total promedio anual debido al autoconsumo y la inyección de excedentes, y finalmente el payback promedio que se podría esperar.
(Fuente: Elaboración propia)

Finalmente, se observa de manera general que:

- Se mantiene una tendencia de que entre mayor es el número de paneles, mayor es la inversión inicial requerida.
- Existe una drástica diferencia, entre los casos con y sin almacenamiento, en relación al CAPEX

requerido. Esto se debe al alto costo de inversión que presenta el sistema de almacenamiento de baterías. De esta forma, el CAPEX al incorporar un sistema de almacenamiento aumenta en un 442 %, 328 %, 252 % y 219 %, para 4, 8, 12 y 16 paneles fotovoltaicos, respectivamente, con respecto a los casos sin almacenamiento. Finalmente, a partir de esto último, se obtiene que entre mayor es la cantidad de paneles fotovoltaicos, menor en el aumento porcentual del CAPEX requerido al incluir un almacenamiento en baterías.

- La incorporación de un sistema de almacenamiento de baterías no resulta ser rentable prácticamente bajo ningún escenario, al menos con las consideraciones económicas en la memoria de cálculo, ya que también se podría tener en cuenta el ahorro económico que podría presentarse al evitar daños a la infraestructura en la red eléctrica, o en el escenario de una industria, al evitar la parada de planta por cortes del suministro eléctrico, permitiendo de esta forma continuar con la producción.
- El dimensionamiento más óptimo desde el ámbito económico, siempre requerirá de una menor cantidad de paneles fotovoltaicos que el dimensionamiento realizado en base al consumo energético del hogar, el cual se llevo a cabo en el capítulo anterior.

Ahora bien, debido la baja o nula rentabilidad obtenida para sistemas fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento de energía a nivel residencial, es probable que ningún cliente se vea persuadido a invertir en algún proyecto como este, y lo cual se contrasta con lo estudiado en el estado del arte de la presente tesis de memoria, en donde los sistemas de almacenamiento resultarán a futuro, ser uno de los componentes indispensables para proteger la infraestructura de la red eléctrica. Sin embargo, si se pensara en eliminar la limitante establecida de la reducción máxima de la tarifa a cero, la cual viene a partir de la Ley de Net Billing y Generación Distribuida [34], o bien, definir nuevamente los límites para el reembolso de los excedentes inyectados, es probable que aumente la rentabilidad de estos proyectos, aunque no se sabe hasta que punto. Es por esto, que a continuación, se presentan los resultados económicos de los mismos escenarios anteriores, pero esta vez sin considerar la limitante, permitiendo un total reembolso monetario de los excedentes energéticos inyectados (ver Figura 4.7).

		Superficie requerida m^2					
Tipo de configuración	**N° paneles**	**Techo horizontal**	**Techo inclinado 30°**	**CAPEX (CLP)**	**VAN (CLP)**	**TIR %**	**Payback en años**
Con almacenamiento	4	Desde 7 m^2	Desde 9 m^2	$ 8.229.260	$ -6.384.060	-4,8%	Sin payback
	8	Desde 14 m^2	Desde 17 m^2	$ 9.143.939	$ -5.104.013	0,7%	23,5
	12	Desde 52 m^2	Desde 25 m^2	$ 10.708.091	$ -4.900.371	2,7%	19,4
	16	Desde 69 m^2	Desde 34 m^2	$ 11.724.407	$ -4.351.490	4,3%	16,9
Sin almacenamiento	4	Desde 7 m^2	Desde 9 m^2	$ 1.859.335	$ 612.966	14,2%	6,7
	8	Desde 14 m^2	Desde 17 m^2	$ 2.782.648	$ 1.358.395	16,2%	5,9
	12	Desde 52 m^2	Desde 25 m^2	$ 4.238.710	$ 1.485.347	14,5%	6,5
	16	Desde 69 m^2	Desde 34 m^2	$ 5.333.011	$ 1.960.930	14,7%	6,4

Figura 4.7: Resultados económicos para los seis escenarios depediendo de la superficie disponible, sin la limitante establecida.
(Fuente: Elaboración propia)

De este modo, con los nuevos datos tabulados, se puede observar para los casos con almacenamiento en baterías que:

- A excepción del caso con 4 paneles fotovoltaicos, aumenta la TIR para todos lo proyectos, debido a que existe un mayor reembolso económico debido a la inyección de excedentes, y se logra obtener un payback dentro del horizonte del proyecto. En el caso de 4 paneles, esto no sucede debido a que el ahorro total anual no logra reducir la tarifa de la electricidad a cero, por lo que la limitación en este escenario no afecta a los resultados.
- A diferencia del caso con limitación, ahora el escenario con 16 paneles resulta tener la TIR más alta, debido a que se genera el mayor nivel de excedentes, y por lo tanto, un mayor ahorro económico.
- Sin embargo, ninguno de los casos logra ser rentable a una tasa de descuento del 10 %. El caso de mayor TIR corresponde a 4,3 % para 16 paneles, sin embargo, este de todas formas se encuentra fuera del rango aceptable de entre 5 a 10 %.
- Ahora bien, existe una directa relación entre la cantidad de paneles fotovoltaicos y la rentabilidad del proyecto, por lo que, para sistemas fotovoltaicos con una cantidad de paneles superior a 16, se proyecta que se obtendría una TIR dentro del rango entre 5 % y el 10 %, permitiendo que estos proyectos sean rentables.

Por otro lado, para los casos sin almacenamiento, se tiene que:

- Tal como se obtuvo anteriormente en la Figura 4.6 con la limitación, en los casos con 4 y 8 paneles, el ahorro total anual no logra reducir la tarifa de la electricidad anual a cero, por lo tanto, la limitación no afecta los resultados en estos escenarios.
- Se logra aumentar la rentabilidad de los casos con 12 y 16 paneles, sin embargo, el caso con 8 paneles sigue siendo el caso más óptimo.
- Se divisa que el caso con 16 paneles es ligeramente más rentable que el caso con 12 paneles, lo cual se debe a que existe un mayor ahorro económico por parte del reembolso de excedentes. Sin embargo, bajo esta misma lógica, los casos de 12 y 16 paneles deberían ser más rentables que el caso con 8 paneles, no obstante, el reembolso de excedentes no logra compensar del aumento del CAPEX requerido en esos casos.

A modo de resumen, se divisa en la Figura 4.8, el gráfico en donde se visualizan las TIR obtenidas para cada escenario dimensionado, y en donde se puede divisar que los casos sin almacenamiento obtienen una rentabilidad mayor en relación a los casos con almacenamiento. Finalmente, el caso de 8 paneles fotovoltaicos sin almacenamiento en baterías, resulta ser desde el punto de vista económico, el dimensionamiento más óptimo de todos los estudiados, independiente de si existe o no una limitación del reembolso de los excedentes inyectados.

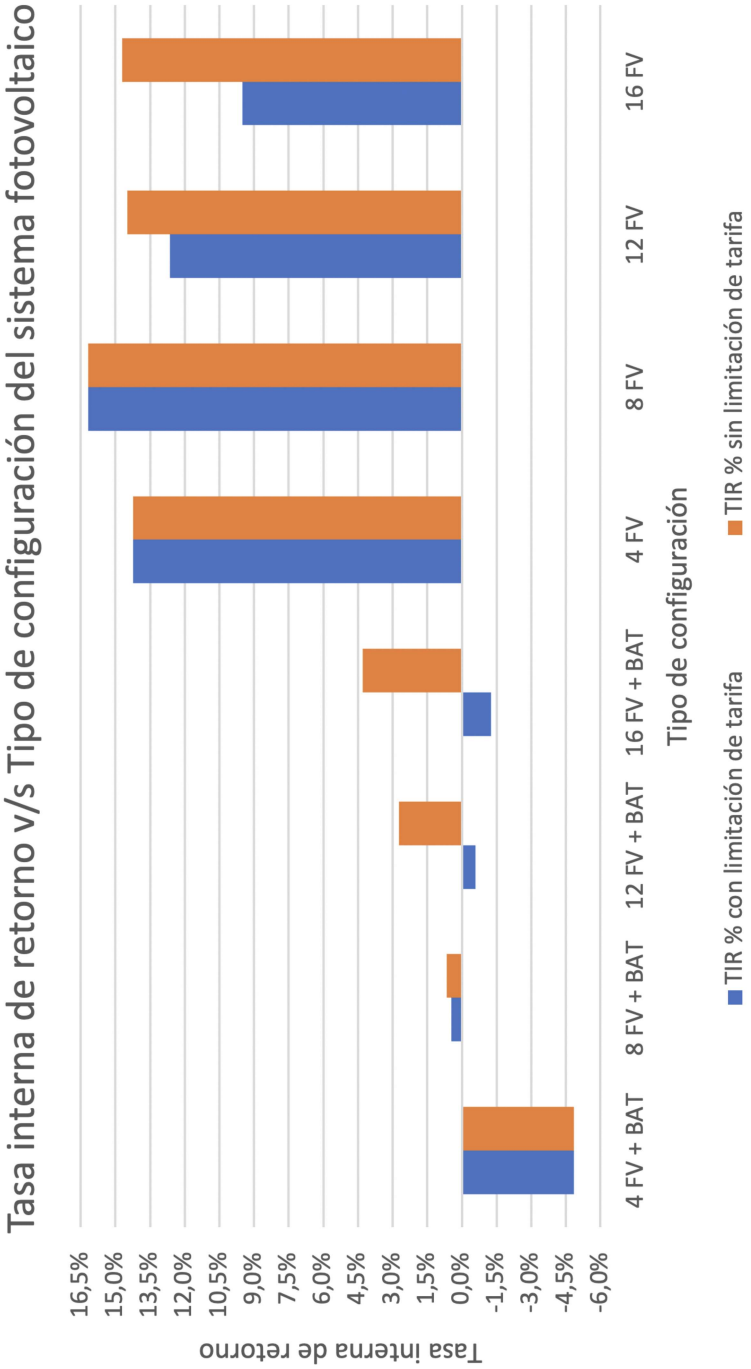


Figura 4.8: Gráfico de resultados económicos de todos los escenarios dependiendo a la superficie disponible para la instalación, y con o sin la limitante de inyección de excedentes.
(Fuente: Elaboración Propia)

5 | Simulaciones en software PVsyst

En este capítulo, se presentan las simulaciones realizadas en el software PVsyst, correspondientes a los dimensionamientos llevados a cabo en el Capítulo 3, tanto para un sistema fotovoltaico con y sin almacenamiento en baterías.

El software trabaja mediante un método diferente al utilizado en la memoria de cálculo, ya que en este se aplican métodos probabilísticos para estimar la generación fotovoltaica durante los años de vida del proyecto, además de que también toma en consideración otros supuestos relacionados con las pérdidas energéticas tanto a nivel de los componentes del sistema, como también las debidas a factores externos que afectan a la generación. Sin embargo, para realizar la simulación se trató de acercarse lo más posible a lo realizado en la memoria de cálculo.

5.1. Importación de datos de la irradiación local y horizonte de sombras topográficas

En primer lugar, se importan datos meteorológicos sobre la irradiación global horizontal y la temperatura ambiental en el lugar del caso de estudio, los cuales se encuentran disponibles gratuitamente en el Explorador Solar en formato .csv, para luego ser ingresados al software. Estos datos fueron registrados durante todo el año 2016 a una frecuencia horaria.

Por otro lado, se tiene la carta solar del lugar obtenida a partir del sitio web PVGIS [36], la cual permite obtener tanto el ángulo de elevación solar como la azimutal, para cada hora del día, y para diferentes fechas en el año (ver Figura 5.1). Por otro lado, el área en gris representa a las sombras topográficas que se producen debido al relieve local, lo cual afecta a la irradiación solar durante las primeras y últimas horas de sol en el día. Además, se puede apreciar, que antes de las 7:00 y después de las 19:00 horas aproximadamente, el sol se encuentra detrás del plano inclinado del panel fotovoltaico, por lo que no existe irradiación directa del sol.

Finalmente, con respecto a las sombras cercanas, como lo pueden ser producto de los árboles, edificios, entre

otros, no se consideraron ya que dependerá de cada caso de implementación en particular, y por lo tanto, escapa de los alcances de la presente tesis.

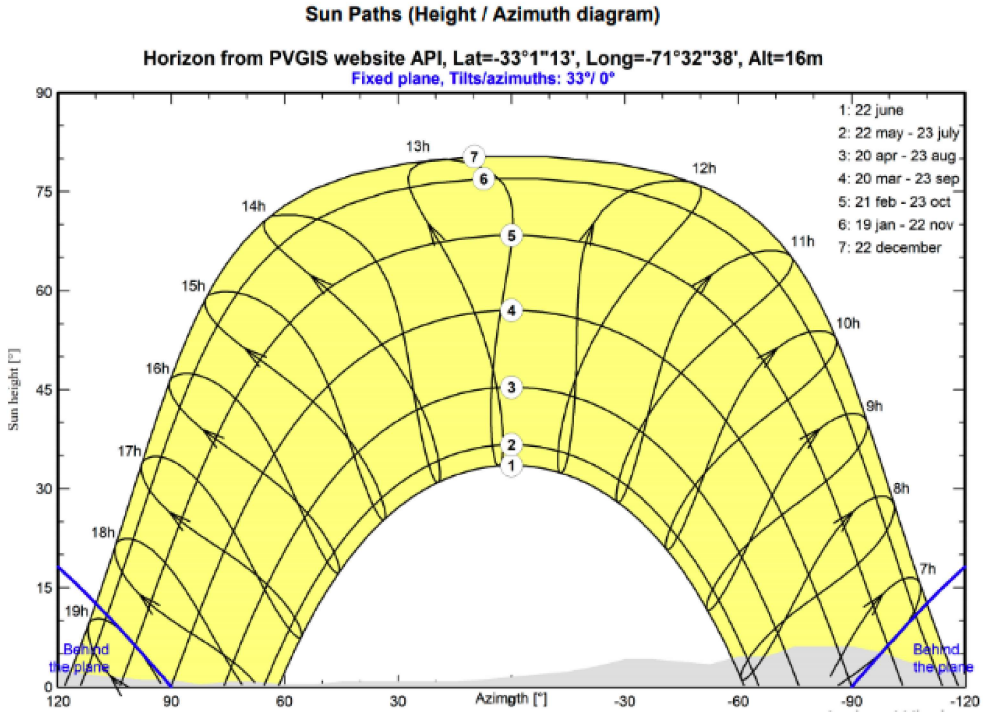


Figura 5.1: Trayectoria solar para los distintos meses del año, en donde se incluyen los efectos de las sombras debido al relieve local.
(Fuente: PVsyst [19])

5.2. Orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos

A partir de las coordenadas del lugar, se fija el ángulo de inclinación de los paneles igual a la latitud en 33.03°, mientras que la orientación será hacia el Norte o la azimutal cero, tal como se recomienda para instalaciones en el hemisferio sur [18].

Como se puede ver en la Figura 5.2, se tiene al factor de transposición (FT), que corresponde a la fracción de radiación global incidente en el plano inclinado del panel fotovoltaico dividido en la radiación global en el plano horizontal. Dicho de otra forma, nos señala cuánto es la ganancia, o pérdida en caso de un valor negativo, en el aprovechamiento de la radiación local dependiendo del ángulo de inclinación y azimutal de los paneles. Como se observa, los ángulos de inclinación y orientación seleccionados corresponden a los puntos más óptimos de generación. Sin embargo, si se requiere de un mejor aprovechamiento de la irradiación solar durante los meses de invierno, se le debe añadir 15º a la inclinación, generando de esta forma una mayor

producción fotovoltaica en el mes de Julio, que corresponde al mes más crítico, mientras que para los meses de Verano, se le restan 15º a la inclinación [18]. De esta forma, con estos ángulos elegidos se obtiene un factor de transposición de 1.2, es decir, se está aprovechando un 20 % más la radiación en un plano inclinado, con respecto a instalar los paneles fotovoltaicos de manera horizontal. Por último, se tiene que la inclinación y la orientación seleccionada, corresponde al óptimo anual.

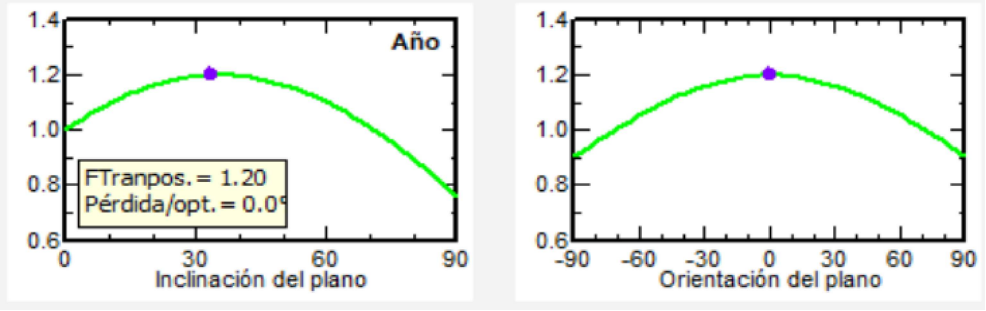


Figura 5.2: A la izquierda, se observa el gráfico del factor de transposición (FT) v/s ángulo de inclinación. A la derecha, se observa el gráfico del factor de transposición (FT) v/s ángulo azimut.
(Fuente: PVsyst [19])

5.3. Consumo energético

Con respecto al consumo energético, se ingresaron los valores diarios promedios para cada mes del año, obtenidos en el capítulo 3 (ver Figura 3.4). Luego, debido a que no se define un perfil de consumo en particular, el software asume una potencia de carga constante durante cada hora del día (ver Figura 5.3), con el fin de llevar a cabo la simulación y estimar tanto la energía autoconsumida como los excedentes inyectados a la red eléctrica. De esta forma, se tiene el mismo perfil promedio diario de consumo utilizado para los dimensionamientos realizados en el Capítulo 3, con una potencia de carga constante de 472 W para un día de Julio.

5.4. Dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.

Por un lado, se ingresó la misma cantidad, de 12 de paneles, dimensionada en el capítulo 3. Con respecto a los paneles fotovoltaicos utilizados para el cálculo, se ingresaron al software los parámetros técnicos de estos indicados por el fabricante Ulica Solar (ver Tabla 3.2), con el fin de simular el panel fotovoltaico seleccionado. De esta forma, se tabulan los parámetros globales del sistema fotovoltaico en la Tabla 5.1.

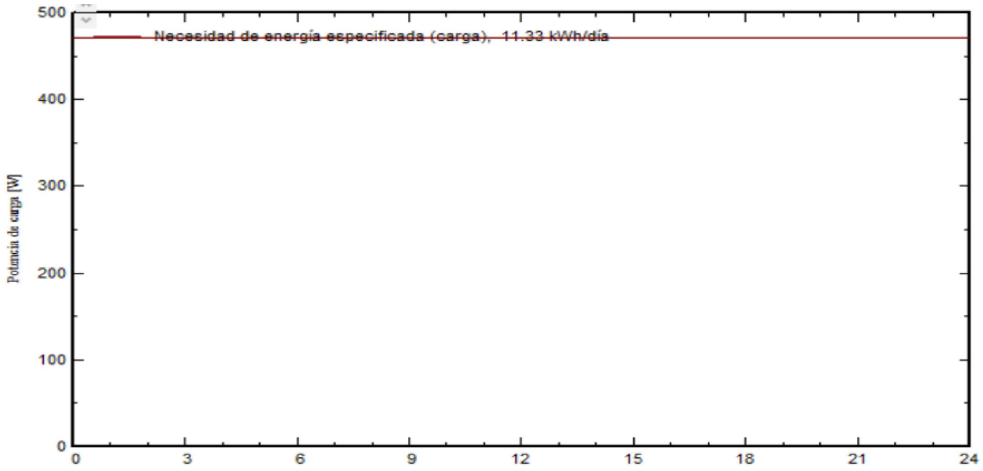


Figura 5.3: Gráfico de la potencia de carga de consumo en Watts v/s hora del día. Se puede observar que el software asume un perfil horario constante durante el día.
(Fuente: PVsyst)

Tabla 5.1: Parámetros globales del sistema fotovoltaico.

Parámetros	**Descripción o Valor**
Arreglo de paneles fotovoltaicos	2 hileras independientes de 6 paneles fotovoltaicos en serie
Área fotovoltaica	24,4 m^2
Vmpp (60ºC), Vmpp (20ºC), Voc (-10ºC)	218 V, 254 V y 328 V, respectivamente
Impp (STC), Isc (STC)	19,8 A y 21,1 A, respectivamente
Potencia fotovoltaica nominal (en STC)	4,92 kWp

5.5. Dimensionamiento del inversor

Con respecto al dimensionamiento del inversor, se realiza el mismo procedimiento que el de los paneles fotovoltaicos, ingresando los parámetros técnicos del inversor seleccionado en el Capítulo 3 (ver Tabla 3.3). De esta manera, se obtiene una proporción del 0,89 entre la potencia instalada fotovoltaica nominal (STC) y la potencia nominal del inversor, por lo que según el software, este se encuentra ligeramente sobredimensionado, permitiendo que no hayan pérdidas de sobrecarga y/o limitaciones de potencia de salida [19].

5.6. Dimensionamiento del banco de baterías

En el caso de considerar un sistema de almacenamiento de baterías, el software ofrece las siguientes opciones como objetivos de la gestión de la energía almacenada:

- Autoconsumo: Consiste en almacenar los excedentes energéticos fotovoltaicos generados para luego autoconsumirlos en el hogar.
- Absorbencia de picos: Consiste en almacenar los excedentes fotovoltaicos con el fin de disminuir los picos máximos de potencia demandada desde la red eléctrica, evitando de esta manera, posibles multas en el caso de sobrepasar la potencia contratada con la empresa distribuidora.
- Red en isla débil: Consiste en el uso del banco de baterías en un escenario en donde la red eléctrica es inestable y se provocan frecuentemente cortes de luz, o bien, cuando se tienen equipos críticos que necesitan una fuente de energía como respaldo.
- Sistema aislado de la red eléctrica: Consiste en el almacenamiento de energía como un elemento indispensable cuando no se dispone una interconexión a la red eléctrica, como por ejemplo, en un sector rural.

Tal como se consideró en el Capítulo 3, el sistema de almacenamiento tiene por objetivo el autoconsumo, siendo capaz de suplir la demanda energética durante un día de autonomía. De esta forma, se ingresan los parámetros técnicos de las baterías utilizadas en la memoria de cálculo (ver Figura B.5), indicando además el tipo de conexión entre ellas, con una hilera de seis baterías en serie. Por otro lado, como anteriormente se definió una profundidad de descarga del 45 %, entonces se establece el límite máximo de carga en 90 % y el mínimo en 45 %, con el fin de evitar tanto la sobrecarga como la sobredescarga del banco de baterías.

Por otro lado, se establece un potencia máxima de carga de las baterías equivalente a la potencia máxima del controlador solar del inversor híbrido, correspondiente a 2,88 kW, y una eficiencia del controlador solar del 93 %. Además, se fija la potencia máxima de descarga del banco de baterías en 6,1 kW, equivalente a la potencia máxima de salida del inversor híbrido, con una eficiencia máxima del 96 %.

5.7. Pérdidas energéticas generadas

El software permite considerar las pérdidas energéticas provenientes desde diferentes orígenes, tales como las pérdidas térmicas, óhmicas, ensuciamiento de los paneles, degradación de los componentes, indisponibilidad del sistema, entre otras.

A continuación, se detallan cada una de las pérdidas que el software considera, y posteriormente se visualiza el gráfico de pérdidas energéticas que se genera (ver Figura 5.4 y Figura 5.5):

- Pérdidas térmicas: Al igual como se explicó en el Capítulo 3, estas se consideran en los paneles fotovoltaicos, debido a efectos de convección que se producen por la diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura del módulo, junto con el efecto de enfriamiento que produce el viento. Según se determina en el software PVsyst, se tiene la siguiente expresión:

$$U \cdot (Tcelda - Tamb) = Ig \cdot \alpha \cdot (1 - ef)$$

en donde, *T celda* y *T amb* corresponden a la temperatura instantánea del módulo y ambiental, respectivamente, α corresponde al coeficiente de absorción de irradiación del panel fotovoltaico, el cual generalmente se asume como 0,9, *Ig* corresponde a la irradiancia global incidente en el panel, *ef* corresponde a la eficiencia nominal del panel, y *U* corresponde al factor de pérdidas térmicas, el cual viene determinado por:

$$U = Uc + Uv \cdot V$$

en donde *Uc* corresponde a un factor térmico constante, *Uv* corresponde a un factor térmico debido al efecto del viento sobre la temperatura del módulo y *V* corresponde a la velocidad del viento. En este caso, como los paneles se encuentran bajo libre circulación del aire en la intemperie, el software recomienda utilizar valores de *Uc* y *Uv* iguales a 29 W/m^2·K y 0 W/m^2·K/m/s, respectivamente.

- Pérdidas óhmicas: Estas se componen por las pérdidas a través de los circuitos de corriente continua y alterna, y dependerán directamente de la longitud y sección del cableado seleccionado. Sin embargo, al igual que en el Capítulo 3, se asume un 2 % y 1 % de pérdidas de voltaje en los tramos de corriente continua y alterna, respectivamente.
- Calidad del módulo: Corresponde al cambio en la eficiencia del módulo debido a la tolerancia indicada por el fabricante del panel fotovoltaico. Sin embargo, al igual que en el Capítulo 3, la tolerancia es sólo positiva para el tipo de panel seleccionado, por lo que no se no se asumen pérdidas de este tipo.
- Pérdidas de desajuste del módulo: Se generan debido a que no siempre se cumplen las especificaciones técnicas de los componentes del sistema, o bien, existen diferencias en los parámetros de los componentes debido a fallas de fabricación, afectando a la generación proyectada. Es por esto que se estima como un 2 %.
- Pérdidas debido a la suciedad: Estas se generan por las acumulaciones de polvo que bloquean la irradiación incidente en las celdas fotovoltaicas. En una zona residencial, el valor por defecto en el software es menor al 1 %, sin embargo, dependerá de muchos factores externos, por lo que no se puede generalizar para cualquier caso. Para este caso de estudio, se asume un valor del 5 %.
- Pérdidas IAM: Este tipo de pérdida no se consideró en las memorias de cálculo de los capítulos anteriores, y tiene relación con las pérdidas generadas por la reflexión de la irradiación en el vidrio exterior del panel fotovoltaico, la cual dependerá del ángulo de inclinación de este, y por lo tanto, una parte de la irradiación incidente será desperdiciada. Estas generalmente vienen especificadas por el fabricante, sin embargo, en el panel seleccionado para dimensionamiento no se encontró información

al respecto, por lo que se utilizaron los valores por defecto del software.

- Degradación de los paneles fotovoltaicos: Con el transcurso de los años de operación, se genera un envejecimiento de los paneles, disminuyendo su eficiencia y aumentando las pérdidas. Sin embargo, los fabricantes siempre especifican una curva de garantía de la eficiencia a partir de los años de operación. En este caso, se utilizaron los valores entregados por el fabricante Ulica Solar (ver Figura 3.15). De esta forma, se asume una pérdida anual constante del 0,67 %.
- Indisponibilidad del sistema: Corresponde a los tiempos en los cuales el sistema deja de generar, lo cual se puede deber a las actividades de mantenimiento o fallas que provoquen la parada del sistema. Sin embargo, resulta ser un factor muy impredecible, y dependerá de las condiciones locales de cada proyecto. Para este caso de estudio, se asumen estas pérdidas como un 2 %.

Por otro lado, en la Figura 5.4, se divisa el gráfico de pérdidas generado por el software para el caso con sistema de almacenamiento. Como se puede observar, se tienen pérdidas adicionales que el software considera, como lo son las sombras topográficas correspondientes al 0,53 %, y las pérdidas generadas a nivel del banco de baterías correspondientes al 2,12 %, las cuales no fueron consideradas en el dimensionamiento del Capítulo 3.

Análogamente, en la Figura 5.5, se divisan el gráfico de pérdidas generado por el software para el caso sin sistema de almacenamiento. En este último, se puede apreciar que no existen las pérdidas asociadas a un banco de baterías.

5.8. Gestión de la energía

Con respecto a la gestión energética, esta se asumió de manera diferente en cada uno de los casos estudiados, al igual que en los dimensionamientos realizados en el Capítulo 3.

5.8.1. Caso con almacenamiento de energía

En este escenario, los excedentes energéticos fotovoltaicos se almacenan en el banco de baterías, para posteriormente ser autoconsumidos para suplir la demanda energética. En el caso de que las baterías alcancen un punto máximo de carga, el excedente fotovoltaico resultante se inyecta a la red eléctrica. Por último, si la generación fotovoltaica o la energía almacenada en cierto instante de tiempo no es suficiente para suplir el consumo energético, entonces se obtiene energía proveniente desde la red eléctrica.

Por otro lado, tal como lo señala la tarifa eléctrica en el hogar del caso de estudio, se dispone de una potencia contratada de 5,5 kW, por lo que potencia de inyección no puede sobrepasar dicho valor, y en este escenario

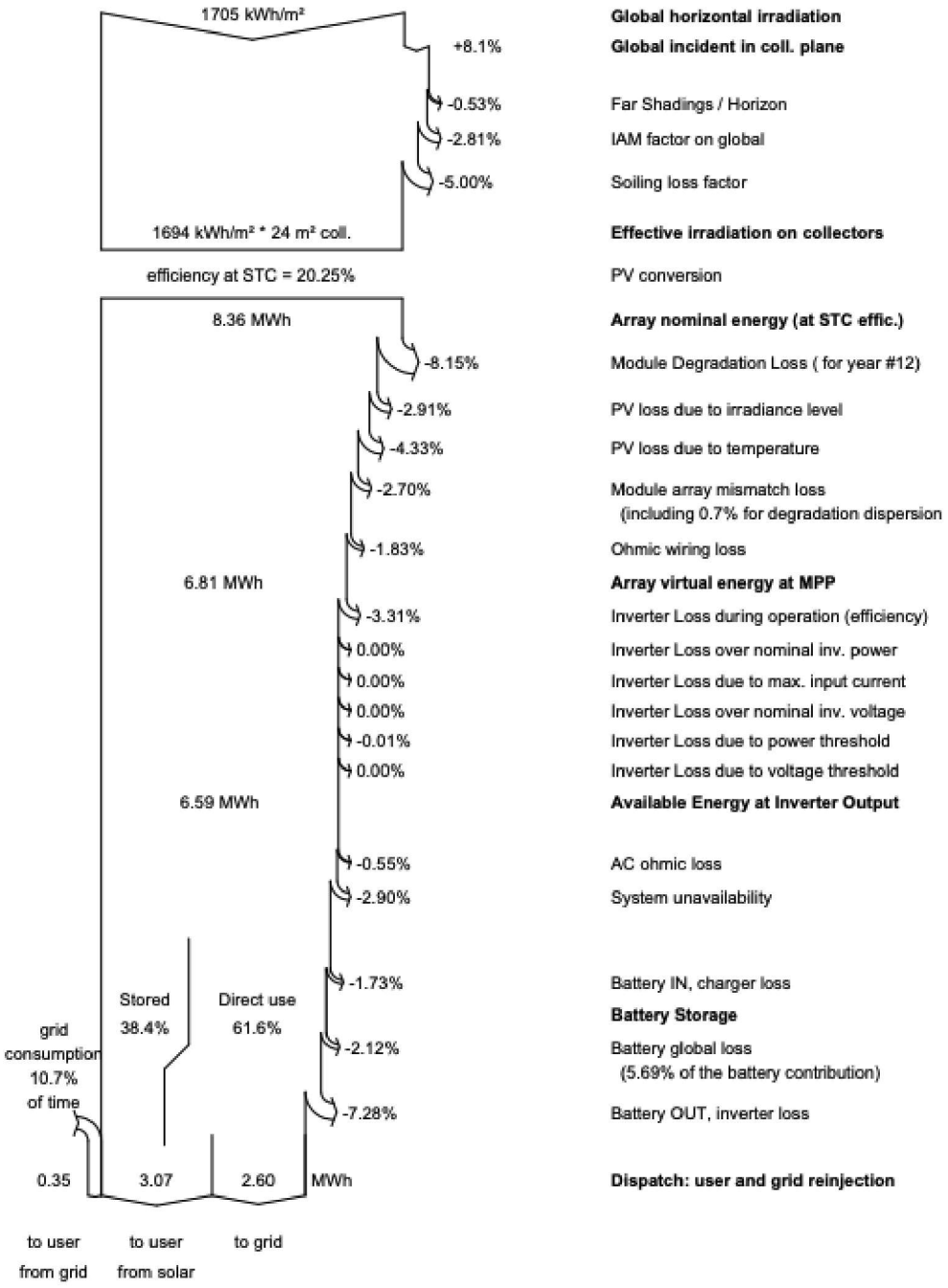


Figura 5.4: Gráfico de pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst)

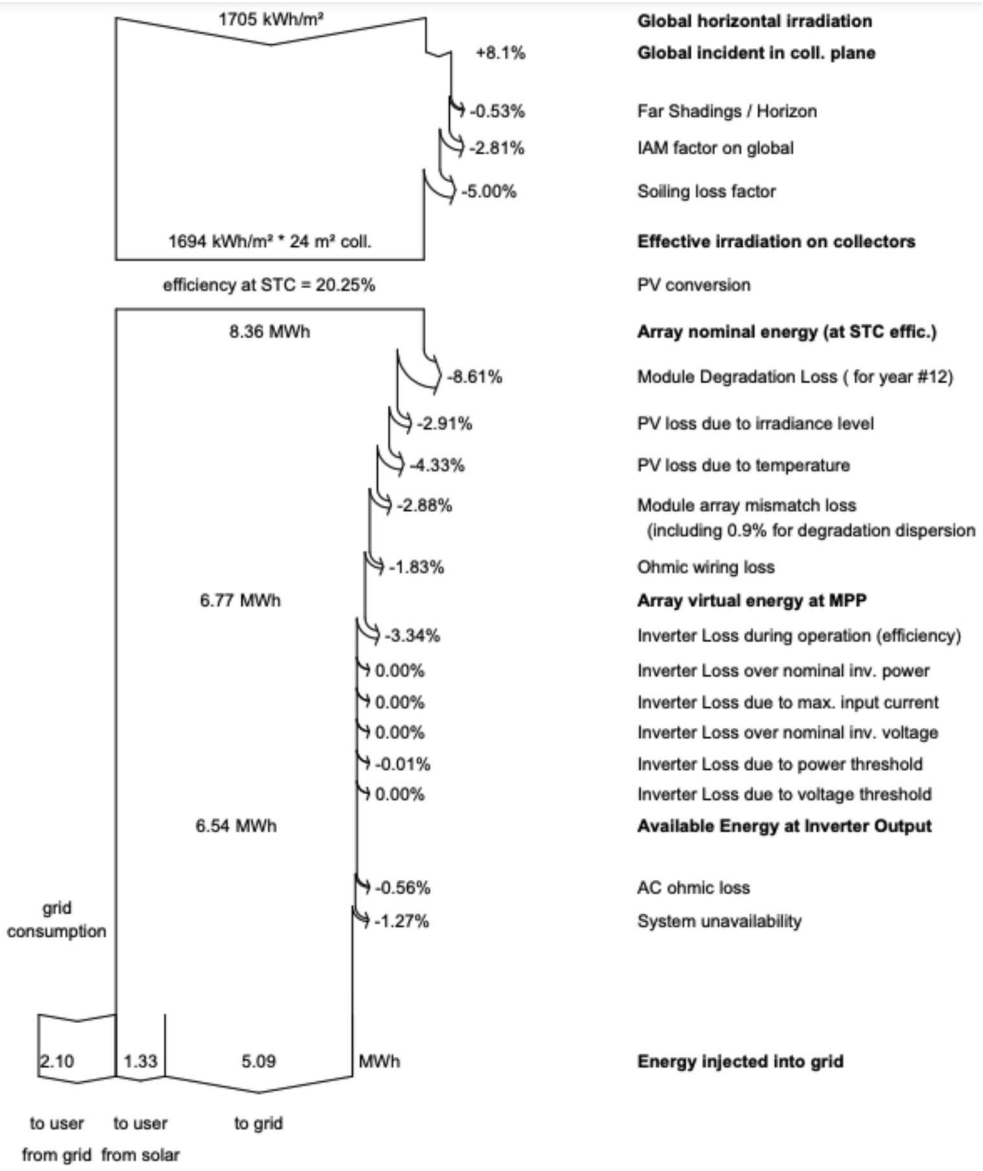


Figura 5.5: Gráfico de pérdidas energéticas del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst)

se asume un límite de potencia de inyección de 5,5 kW, aunque de todas formas es mayor a la potencia nominal del sistema fotovoltaico de 4,92 kWp.

5.8.2. Caso sin almacenamiento de energía

En este escenario, los excedentes generados no son posibles de almacenar, por lo que se inyectan directamente a la red eléctrica. Por otro lado, si la demanda es mayor a la generación en cierto instante de tiempo, entonces el déficit energético se cubre por la energía proveniente desde la red eléctrica. Al igual que en el escenario anterior, la potencia máxima de inyección se asume en 5,5 kW.

5.9. Generación proyectada a 25 años

Hasta este punto, se han detallado todos los parámetros requeridos para simular el proyecto durante su vida útil. De esta forma, el software simula la generación fotovoltaica durante 25 años para cada caso, considerando a la vez las pérdidas energéticas explicadas anteriormente.

5.9.1. Caso con almacenamiento de energía

En primer lugar, se obtiene la producción normalizada por kWp de potencia fotovoltaica instalada (ver Figura 5.6). Como se puede observar, la mayor generación fotovoltaica se genera durante el mes de Noviembre, mientras que la menor corresponde al mes de Mayo, lo cual difiere de la proyección obtenida en el Capítulo 3, en donde el mes más crítico de generación corresponde a Junio. Esto se debe a que los datos meteorológicos utilizados para el dimensionamiento del Capítulo 3, corresponden a valores promedios de todos los registros históricos, mientras que los datos horarios ingresados en el software, corresponden registros correspondientes sólo al año 2016, junto que además, el software genera datos sintéticos a partir de modelos probabilísticos para estimar la generación en los años posteriores, lo cual no siempre coinciden con los datos reales, o difieren de manera significativa del promedio histórico.

Por otro lado, se obtienen los resultados de la gestión energética de este escenario (ver Figura 5.7). Como se puede observar, para el primer año de operación el sistema fotovoltaico genera 6,798 MWh anuales, de los cuales 3,034 MWh son autoconsumidos en el hogar y 2,645 MWh son inyectados a la red eléctrica. Por otro lado, el consumo energético del hogar es de 3,426 MWh anuales, de los cuales sólo 0,392 MWh provienen desde la red eléctrica, lo cual se debe a la implementación del banco de baterías, el cual permite suplir la demanda energética cuando la generación no es suficiente.

5.9.2. Caso sin almacenamiento de energía

Al igual que en el caso con almacenamiento, se obtienen las producciones normalizadas mensuales, en donde se obtienen niveles de generación levemente mayores al caso anterior (ver Figura 5.8), debido a que no se tienen las pérdidas asociadas al banco de baterías.

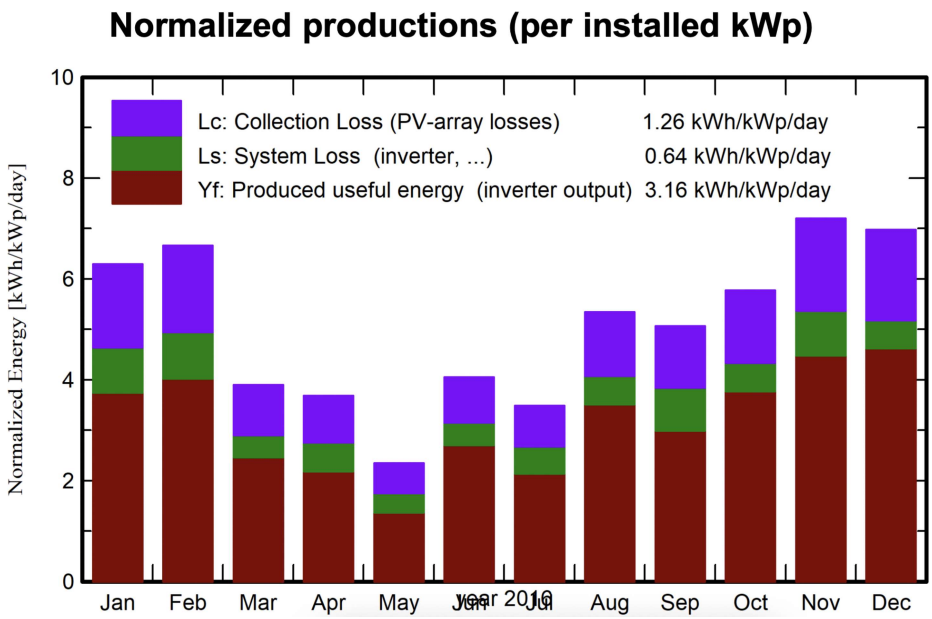


Figura 5.6: Producción normalizada del sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía. (Fuente: PVsyst)

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Jan. 16	219.1	80.62	18.68	195.1	178.5	0.706	0.279	0.262	0.310	0.017
Feb. 16	194.7	47.01	17.13	193.2	177.6	0.705	0.264	0.258	0.315	0.006
Mar. 16	113.4	52.00	16.08	120.9	110.8	0.442	0.264	0.246	0.128	0.017
Apr. 16	85.7	31.43	14.23	110.6	101.5	0.407	0.279	0.216	0.111	0.063
May 16	55.1	33.08	13.18	72.7	66.1	0.266	0.291	0.196	0.013	0.096
June 16	73.4	19.76	9.67	121.4	112.9	0.464	0.321	0.282	0.117	0.039
July 16	70.0	20.84	11.51	108.1	100.4	0.408	0.350	0.246	0.083	0.105
Aug. 16	115.9	23.68	11.60	165.7	152.9	0.621	0.301	0.281	0.254	0.019
Sep. 16	126.8	36.22	11.82	152.0	140.0	0.567	0.267	0.248	0.196	0.019
Oct. 16	174.7	61.67	13.73	179.1	163.9	0.660	0.276	0.274	0.301	0.002
Nov. 16	234.6	54.43	15.34	216.1	197.8	0.791	0.273	0.265	0.396	0.008
Dec. 16	241.5	64.62	16.33	209.3	191.2	0.763	0.261	0.261	0.420	0.000
Year	1705.1	525.35	14.10	1844.0	1693.6	6.798	3.426	3.034	2.645	0.392

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Figura 5.7: Balance energético del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst)

Análogamente, se obtienen los resultados de la gestión energética de este escenario (ver Figura 5.9). Como se puede observar, para el primer año de operación se obtiene una generación de 6,813 MWh anuales, levemente mayor al caso anterior debido a que se evitan las pérdidas en el banco de baterías, y de los cuales 1,333 MWh son autoconsumidos en el hogar (menor que el caso con almacenamiento) y 5,136 MWh son inyectados a la red eléctrica (mayor que el caso con almacenamiento). Por otro lado, prácticamente igual que el caso anterior,

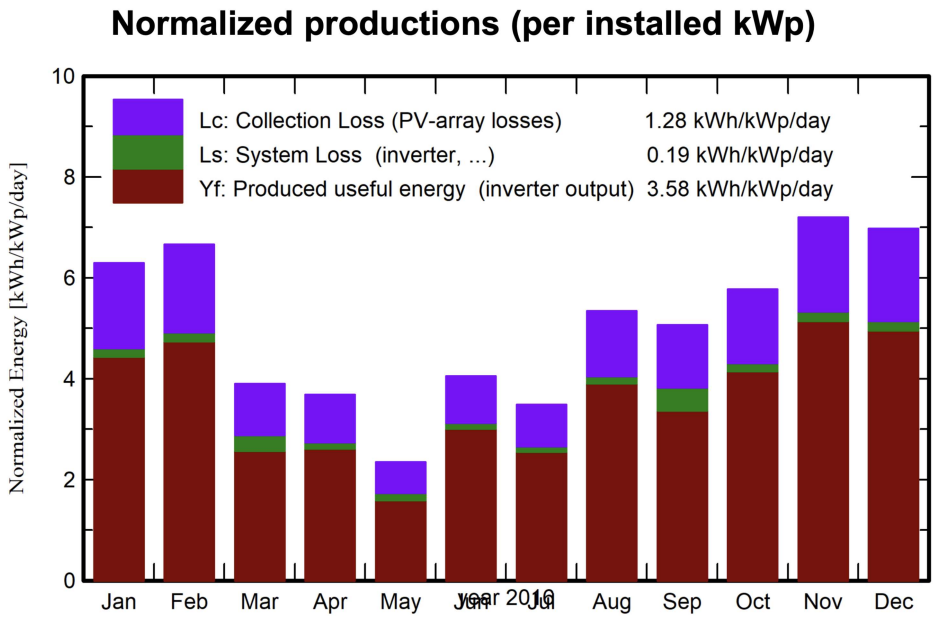


Figura 5.8: Producción normalizada del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de energía. (Fuente: PVsyst)

el consumo energético del hogar es de 3,424 MWh anuales, de los cuales 2,091 MWh provienen desde la red eléctrica, presentando el 61 % del suministro energético.

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Jan. 16	219.1	80.62	18.68	195.1	178.5	0.708	0.278	0.130	0.552	0.148
Feb. 16	194.7	47.01	17.13	193.2	177.6	0.706	0.264	0.120	0.561	0.144
Mar. 16	113.4	52.00	16.08	120.9	110.8	0.443	0.263	0.100	0.295	0.163
Apr. 16	85.7	31.43	14.23	110.6	101.5	0.408	0.279	0.098	0.290	0.181
May 16	55.1	33.08	13.18	72.7	66.1	0.267	0.291	0.087	0.157	0.204
June 16	73.4	19.76	9.67	121.4	112.9	0.465	0.321	0.103	0.345	0.218
July 16	70.0	20.84	11.51	108.1	100.4	0.408	0.351	0.102	0.289	0.249
Aug. 16	115.9	23.68	11.60	165.7	152.9	0.622	0.300	0.113	0.487	0.187
Sep. 16	126.8	36.22	11.82	152.0	140.0	0.568	0.266	0.103	0.398	0.164
Oct. 16	174.7	61.67	13.73	179.1	163.9	0.662	0.276	0.122	0.515	0.154
Nov. 16	234.6	54.43	15.34	216.1	197.8	0.793	0.273	0.129	0.636	0.144
Dec. 16	241.5	64.62	16.33	209.3	191.2	0.764	0.261	0.125	0.611	0.136
Year	1705.1	525.35	14.10	1844.0	1693.6	6.813	3.424	1.333	5.136	2.091

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Figura 5.9: Balance energético del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst)

5.10. Resultados económicos

Con respecto al análisis financiero, se ingresan los costos del CAPEX en el software (ver Figura 3.22), obtenidos para cada dimensionamiento en el Capítulo 3, respectivamente. Se asume una tasa de descuento del 10 %, un horizonte de 25 años, un precio del dólar de 793 CLP, un precio de electricidad proveniente desde la red de 0,208 USD/kWh y un precio de inyección a la red de 0,111 USD/kWh.

5.10.1. Caso con almacenamiento de enegía

Como se puede observar, se obtienen los flujos de cajas para una proyección a 25 años (ver Figura 5.10), en donde la primera columna hace referencia al reembolso de los excedentes inyectados, la segunda columna al gasto relacionado al ahorro anual requerido para el reemplazo del banco de baterías, la séptima columna corresponde al ahorro debido al autoconsumo de la energía fotovoltaica, la octava columna hace referencia al flujo de caja acumulado para cada año de operación, y por último, la novena columna indica el porcentaje de amortización de la inversión en cada año de operación.

Finalmente, en donde obtiene un VAN de -9189 USD, por lo que al igual que en el Capítulo 3, se concluye que el proyecto no resulta ser rentable para la tasa de descuento seleccionada. Por otro lado, no se logra obtener un payback dentro del horizonte del proyecto, por lo que no se recupera la inversión dentro de este tiempo. A diferencia de los resultados obtenidos en el Capítulo 3, el VAN obtenido para ese caso fue cercano a los -8571 USD, el cual difiere del obtenido en el software PVsyst. La diferencia en los resultados se debe en gran parte a la consideración de pérdidas adicionales que considera el software PVsyst, como lo son las que se generan en el banco de baterías, junto con la diferencia en los datos meteorológicos utilizados, como se explicó anteriormente.

5.10.2. Caso sin almacenamiento de energía

Análogamente, se obtienen los flujos de cajas para el caso sin almacenamiento (ver Figura 5.11), en donde obtiene un VAN de 2532 USD, por lo cual el proyecto resulta ser rentable para la tasa de descuento seleccionada. Por otro lado, se logra un payback de 10,3 años, lo cual resulta ser atractivo en relación a la vida útil de los componentes del sistema. A diferencia de los resultados obtenidos en el Capítulo 3, el VAN obtenido en la memoria de cálculo fue cercano a los 1123 USD, el cual es menor al obtenido en el software, mientras que por otro lado, el payback obtenido fue 7,5 años, el cual difiere prácticamente en 2,8 años del obtenido en la simulación.

Estas diferencias en los resultados, al igual que en el caso con almacenamiento, se deben por un lado a las pérdidas consideradas a nivel del inversor híbrido, ya que en la memoria de cálculo se asumió un valor

conservador de eficiencia del 88 %, mientras que el software utiliza la curva de eficiencia en función de la potencia entregada por el sistema fotovoltaico, en donde puede existir una eficiencia muy por debajo del 88 %. Finalmente, nuevamente se deben mencionar como causa las diferencias en los datos meteorológicos utilizados en cada escenario.

Detailed economic results (USD)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	242	232	0	10	0	10	636	-9'240	6.2%
2023	242	232	0	10	0	10	636	-8'654	12.2%
2024	242	232	0	10	0	10	636	-8'096	17.8%
2025	242	232	0	10	0	10	636	-7'565	23.2%
2026	242	232	0	10	0	10	636	-7'059	28.4%
2027	242	232	0	10	0	10	636	-6'577	33.3%
2028	242	232	0	10	0	10	636	-6'118	37.9%
2029	242	232	0	10	0	10	636	-5'681	42.4%
2030	242	232	0	10	0	10	636	-5'265	46.6%
2031	242	232	0	10	0	10	636	-4'869	50.6%
2032	242	232	0	10	0	10	636	-4'491	54.4%
2033	242	232	0	10	0	10	636	-4'131	58.1%
2034	242	232	0	10	0	10	636	-3'789	61.6%
2035	242	232	0	10	0	10	636	-3'463	64.9%
2036	242	232	0	10	0	10	636	-3'152	68.0%
2037	242	232	0	10	0	10	636	-2'856	71.0%
2038	242	232	0	10	0	10	636	-2'575	73.9%
2039	242	232	0	10	0	10	636	-2'306	76.6%
2040	242	232	0	10	0	10	636	-2'051	79.2%
2041	242	232	0	10	0	10	636	-1'807	81.7%
2042	242	232	0	10	0	10	636	-1'576	84.0%
2043	242	232	0	10	0	10	636	-1'355	86.3%
2044	242	232	0	10	0	10	636	-1'145	88.4%
2045	242	232	0	10	0	10	636	-944	90.4%
2046	242	232	0	10	0	10	636	-754	92.4%
Total	**6'044**	**5'792**	**0**	**252**	**0**	**252**	**15'891**	**-754**	**92.4%**

Figura 5.10: Balance financiero del sistema fotovoltaico con almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst.)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
2022	483	0	0	483	0	483	278	-1'839	28.3%
2023	483	0	0	483	0	483	278	-1'150	55.2%
2024	483	0	0	483	0	483	278	-493	80.8%
2025	483	0	0	483	0	483	278	133	105.2%
2026	483	0	0	483	0	483	278	729	128.4%
2027	483	0	0	483	0	483	278	1'296	150.6%
2028	483	0	0	483	0	483	278	1'837	171.6%
2029	483	0	0	483	0	483	278	2'351	191.7%
2030	483	0	0	483	0	483	278	2'841	210.8%
2031	483	0	0	483	0	483	278	3'308	229.0%
2032	483	0	0	483	0	483	278	3'753	246.4%
2033	483	0	0	483	0	483	278	4'176	262.9%
2034	483	0	0	483	0	483	278	4'580	278.6%
2035	483	0	0	483	0	483	278	4'964	293.6%
2036	483	0	0	483	0	483	278	5'329	307.9%
2037	483	0	0	483	0	483	278	5'678	321.5%
2038	483	0	0	483	0	483	278	6'010	334.4%
2039	483	0	0	483	0	483	278	6'326	346.7%
2040	483	0	0	483	0	483	278	6'627	358.5%
2041	483	0	0	483	0	483	278	6'913	369.7%
2042	483	0	0	483	0	483	278	7'186	380.3%
2043	483	0	0	483	0	483	278	7'446	390.4%
2044	483	0	0	483	0	483	278	7'694	400.1%
2045	483	0	0	483	0	483	278	7'929	409.3%
2046	483	0	0	483	0	483	278	8'154	418.1%
Total	**12'068**	**0**	**0**	**12'068**	**0**	**12'068**	**6'943**	**8'154**	**418.1%**

Figura 5.11: Balance financiero del sistema fotovoltaico sin almacenamiento de baterías. (Fuente: PVsyst.)

6 | Fase de implementación

Acorde a los objetivos de la presente tesis, se realiza una fase de implementación dentro de la universidad, con el fin de llevar a cabo el armado de un sistema fotovoltaico de pruebas (adquirido en [37]) y la construcción de un manual de instalación de este. Dentro de este capítulo, se detalla la ubicación del laboratorio, posibles áreas dentro de la universidad para llevar a cabo la instalación, datos meteorológicos locales, manual de instalación, calibración y recolección de datos del sistema fotovoltaico.

6.1. Ubicación geográfica

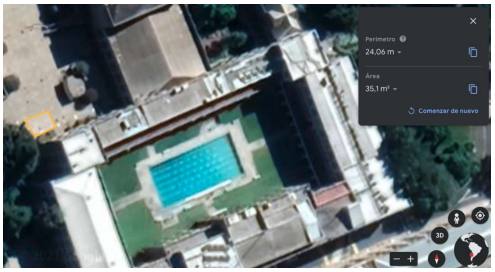
La fase de implementación se llevó a cabo en las dependencias del Laboratorio B110 de la Universidad Federico Santa María, Sede Casa Central, la cual se encuentra ubicada en Av. España 1680, Valparaíso (ver Figura 6.1). La instalación del sistema fotovoltaico se llevó a cabo durante el mes de Diciembre de 2021. La latitud, longitud y altura sobre el nivel de mar corresponden a 33,03º Sur, 71,59º Oeste y 51 m.s.n.m, respectivamente.



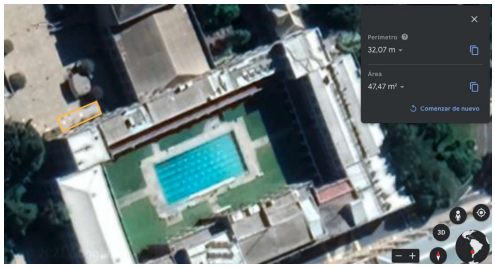
Figura 6.1: Ubicación geográfica de la Universidad Técnica Federico Santa María, Sede Casa Central. (Fuente: Google Earth [38])

6.2. Espacios disponibles

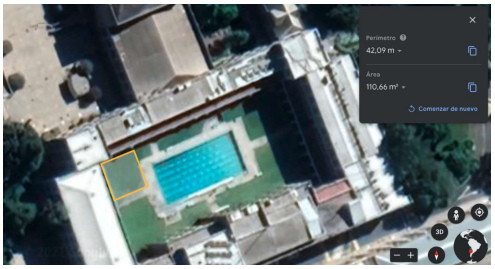
Se analizaron los espacios disponibles dentro de la universidad para llevar a cabo la instalación del sistema fotovoltaico. Para esto, se calcularon las áreas de las superficies mediante tomas aéreas, utilizando para esto la plataforma de Google Earth [38] (ver Figura 6.2).



(a) Lugar 1, Patio Central USM: 24 m^2
(Fuente: Google Earth [38])



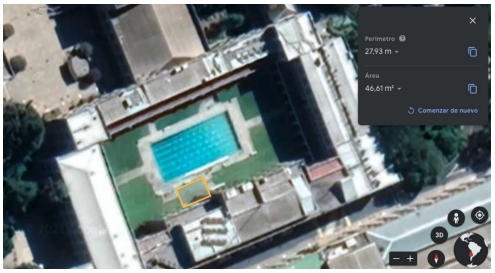
(b) Lugar 2, Patio Central USM: 32 m^2
(Fuente: Google Earth [38])



(c) Lugar 3, Patio Central USM: 42 m^2
(Fuente: Google Earth [38])



(d) Lugar 4, Patio Central USM: 45 m^2
(Fuente: Google Earth [38])



(e) Lugar 5, Patio Central USM: 28 m^2
(Fuente: Google Earth [38])



(f) Lugar 6, Patio Central USM: 48 m^2
(Fuente: Google Earth [38])

Figura 6.2: Cálculos de las áreas disponibles en la universidad.

6.3. Datos meteorológicos

En otro aspecto, se consultó al Explorador Solar de la Universidad de Chile con el fin de obtener los datos meteorológicos en el lugar. Como se puede apreciar en las siguientes figuras,, se tienen gráficos de la radiación promedio diaria y mensual, tanto en el plano horizontal como con una inclinación igual a la latitud, en donde se divisa que el más crítico corresponde Julio. Luego se obtienen gráficos de ciclos anuales y diarios de las sombras topográficas, nubosidad, temperatura ambiental y velocidad promedio del viento en el lugar.

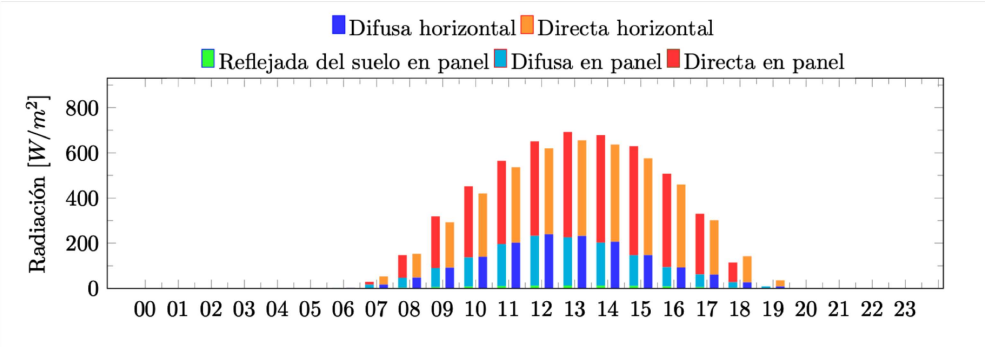


Figura 6.3: Radiación promedio diaria registrada
(Fuente: Explorador Solar [39])

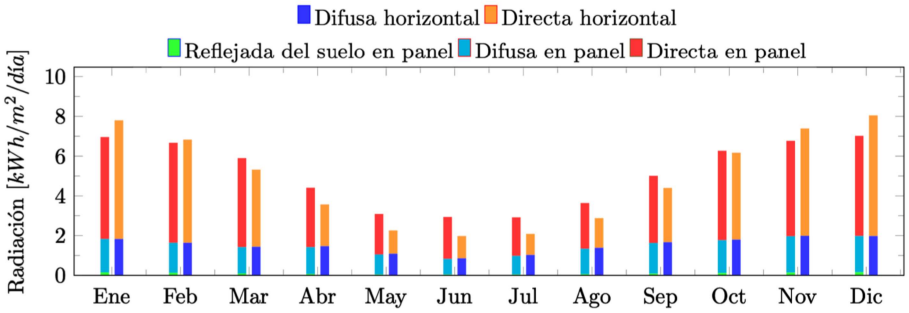


Figura 6.4: Radiación promedio mensual registrada
(Fuente: Explorador Solar [39])

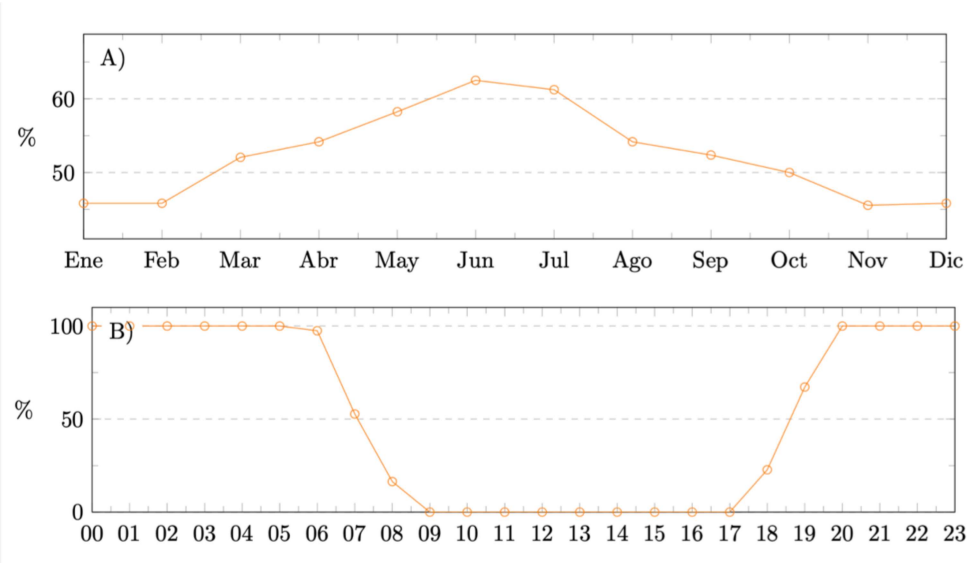


Figura 6.5: En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de frecuencia de las sombras topográficas, respectivamente
(Fuente: Explorador Solar [39])

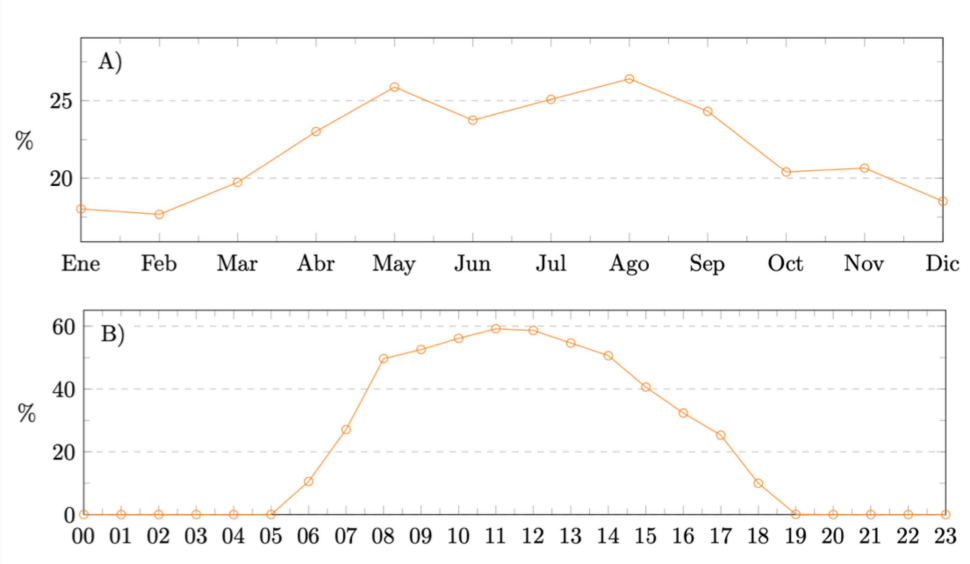


Figura 6.6: En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de frecuencia de la nubosidad, respectivamente
(Fuente: Explorador Solar [39])

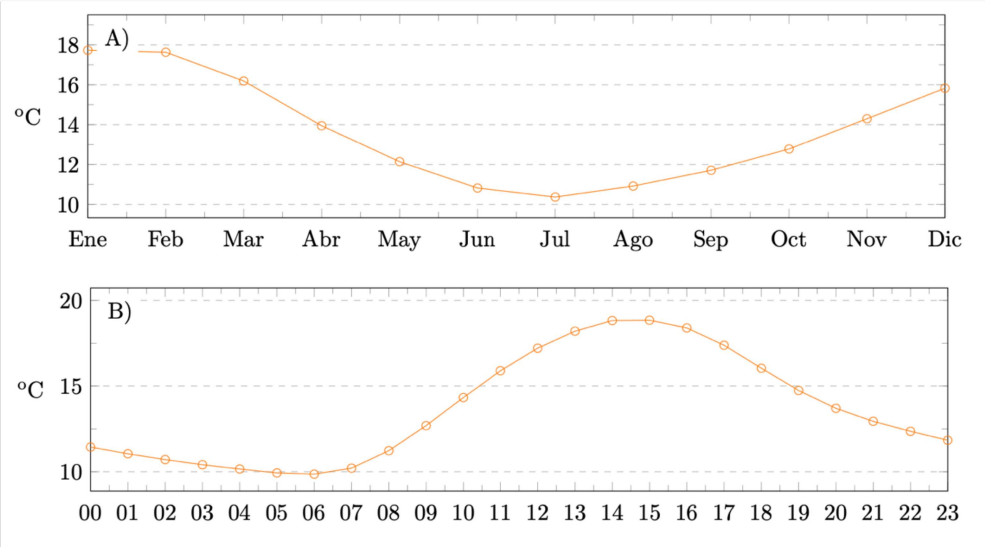


Figura 6.7: En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de la temperatura, respectivamente
(Fuente: Explorador Solar [39])

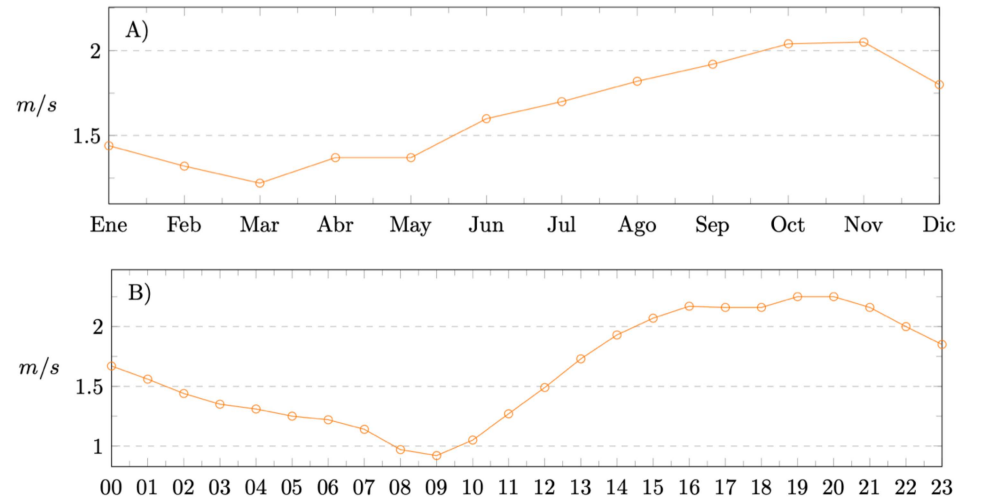


Figura 6.8: En los gráficos superior e inferior, se divisan el ciclo anual y diario de la velocidad del viento, respectivamente
(Fuente: Explorador Solar [39])

6.4. Composición del sistema fotovoltaico

Se adquirió un kit de sistema fotovoltaico con una potencia fotovoltaica nominal en STC de 1,2 kWp. Cabe mencionar, que todos los componentes y elementos del sistema están certificados bajo la norma SEC. De

esta forma, se consideraron tres paneles fotovoltaicos de 410 Wp en STC (ver parámetros en Tabla 6.1) [40], los cuales cubren un área fotovoltaica de 6 m^2 aproximadamente, un controlador de carga solar con un voltaje máximo del arreglo fotovoltaico de 150 Vcc y un amperaje nominal de 50 A (ver parámetros en Tabla 6.2), cuatro baterías de ciclo profundo de un voltaje nominal de 12 Vcc y una capacidad a C10 de 100 Ah (ver parámetros en Tabla 6.3), y un inversor con una potencia nominal de 1 kW (ver parámetros en Tabla 6.4).

Tabla 6.1: Parámetros de los paneles fotovoltaicos adquiridos.



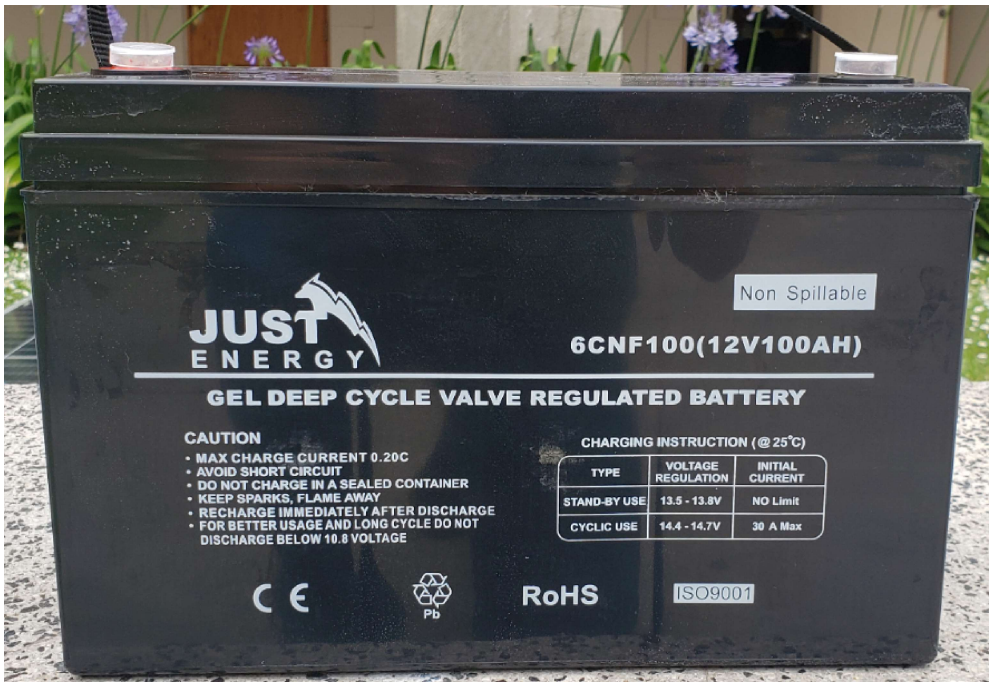
Parámetro	Valor
Modelo	SUN410-72M-HF-B
Descripción	Monocristalino bifacial de media célula
Potencia máxima nominal en STC	410 W
Tolerancia	0 a +3 %
Voltaje en punto de potencia máxima	41 V
Corriente en punto de potencia máxima	10 A
Voltaje de circuito abierto	50,2 V
Corriente de corto circuito	10,47 A
Voltaje máximo arreglo fotovoltaico	1500 V
Coeficiente de temperatura de máxima potencia	-0,36 %/ºC
Eficiencia	20,22 %
Degradación anual (garantía de rendimiento)	0,5 %
Clasificación máxima del fusible	20 A
Dimensiones	2015x996x40 mm
Peso	23,5 kg

Tabla 6.2: Parámetros del controlador de carga.



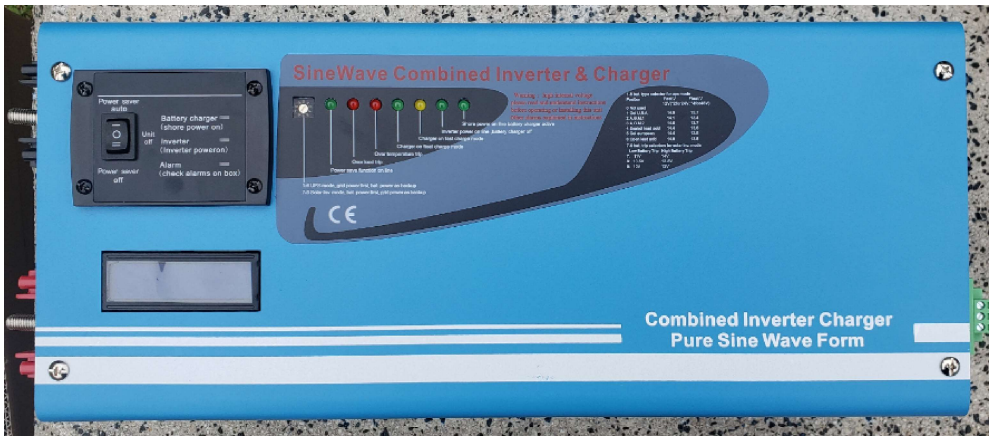
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Marca	EPEVER
Modelo	Tracer5415AN
Voltaje nominal del banco de baterías	12/24/36/48 Vcc
Corriente nominal de carga	50 A
Voltaje máximo FV de circuito abierto	150 V
Potencia máxima fotovoltaica de entrada	625 W (12Vcc), 1250 W (24Vcc), 1875 W (36Vcc), 2500 W (48Vcc)
Eficiencia a carga máxima	97,8 %
Fusible del banco de baterías	80 A / 58 Vcc

Tabla 6.3: Parámetros de las baterías.



Parámetro	**Descripción**
Marca	JUST Series - Long Life Standby
Modelo	6CNF100(12V100AH)
Descripción	Batería regulada por válvula de ciclo profundo de gel
Voltaje nominal	12 V
Capacidad de descarga constante en 10 horas	100 Ah
Temperatura nominal de operación	25 ºC
Corriente máxima de carga/descarga	20/800 A
Dimensiones	330x171x220 mm
Diseño de vida útil flotante (20 ºC)	15 años

Tabla 6.4: Parámetros del inversor.



PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Modelo	POWER STAR W7 - PSW 1024E
Tipo de onda	Sinusoidal
Voltaje nominal alterno	120/230 Vca
Potencia de salida	1000 W
Voltaje alterno de salida	230 Vac
Eficiencia nominal	sobre 88 %
Clasificación máxima del interruptor de transferencia	30 o 40 A
Voltaje nominal permitido del banco de baterías	24 Vcc
Corriente alterna de carga de baterías	35 A (120 Vac) y 70 A (230 Vac)
Dimensiones	443x222x179 mm
Peso	13 kg

Por otro lado, se tienen los conectores y cableado del sistema, tal como se detalla en la Tabla 6.5.

Tabla 6.5: Componentes de cableado y conexión del kit solar fotovoltaico adquirido.

COMPONENTES	CANTIDAD	ESPECIFICACIONES
Conector solar MC4	2	1 macho y 1 hembra
Conector solar MC4 2T	2	
Cable Borne Batería	4	Sección transversal: 25 mm^2, Largo: 25 cm
Cable Borne Inversor Batería	2	Sección transversal: 25 mm^2, Largo: 1 m
Cable Solar	1	Sección transversal: 4 mm^2, Color: Negro, Largo: 10 m
Cable Solar	1	Sección transversal: 4 mm^2, Color: Rojo, Largo: 10 m

6.5. Manual de instalación y conexión del sistema

A continuación, se presenta el manual para llevar a cabo la instalación del sistema fotovoltaico. Este se construyó en base a las recomendaciones de los mismos fabricantes de los componentes, como también de guías de instalación y/o diseño de sistemas fotovoltaicos como [41], [42] y [43].

6.5.1. Precauciones generales de seguridad

En primer lugar, se deben tener en consideración las siguientes precauciones previas de seguridad:

- Todas las instalaciones deben ser llevadas a cabo por un instalador certificado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- Es indispensable el uso adecuado de equipamiento de seguridad personal contra peligros eléctricos, como lo son gafas de seguridad, casco de seguridad, mascarilla, guantes dieléctricos, overol dieléctrico y zapatos de seguridad, junto a que las herramientas a utilizar deben tener la aislación eléctrica adecuada.
- Chequear la polaridad de los puntos de conexión de todos los componentes del sistema a través de un multímetro.
- Los aprietes de conexiones deben estar correctamente ajustados.
- Remover todos los elementos metálicos del cuerpo antes de la instalación.
- Realizar la instalación en un lugar ventilado y lejos de elementos inflamables.

6.5.2. Configuración e instalación del controlador de carga

La presente sección, rescata las indicaciones y especificaciones entregadas por el fabricante del controlador de carga [44].

6.5.2.1. Recomendaciones previas

Durante la instalación y configuración de este componente, se deben tener las siguientes consideraciones en particular:

- Verificar que los terminales de conexión estén limpios y correctamente apretados, con el fin de evitar arcos eléctricos, sobrecalentamiento y caídas de voltaje. Además, se deben asegurar los cables con abrazaderas.
- Instalar el controlador de carga en un ambiente seco, debidamente ventilado, lejos de cualquier fuente de agua, humedad o infiltraciones de lluvia, y evitando en lo posible la exposición directa del sol.

- La temperatura ambiente debe situarse entre los 0 y 40 ºC.
- Para evitar daños a los circuitos electrónicos del componente, se recomienda descargar la estática del cuerpo tocando tierra eléctrica antes de cualquier manipulación.
- Mantener especial cuidado al conectar el banco de baterías al controlador de carga, apartando cualquier elemento metálico externo que pudiese causar un cortocircuito.

6.5.2.2. Montaje del cargador solar

- Se debe seleccionar un sitio de instalación del controlador de carga lo más cercano posible al banco de baterías, con el fin de evitar pérdidas en el cableado.
- Para lograr una adecuada disipación de calor, el componente posee aletas disipadoras en su parte posterior (ver Figura 6.9), y las cuales requieren de una correcta ventilación para llevar a cabo su función. Es por esto, que se debe dejar un espacio libre de al menos 150mm en todos los bordes del equipo, tal como lo indica la Figura 6.10.

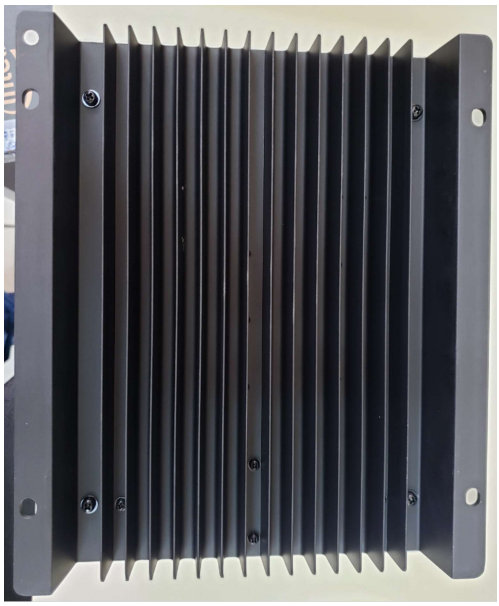


Figura 6.9: Aletas posteriores de disipación de calor del controlador de carga.
(Fuente: Elaboración propia)

- Luego, se debe desatornillar y remover la cubierta protectora para acceder de los terminales de conexión (ver Figura 6.11). Para esto se deben retirar los tornillos M4 a los costados.
- Conectar los cables del banco de baterías en los terminales correspondientes, manteniendo la correcta polaridad. Durante la conexión, no se debe cerrar el fusible o el interruptor automático del banco de

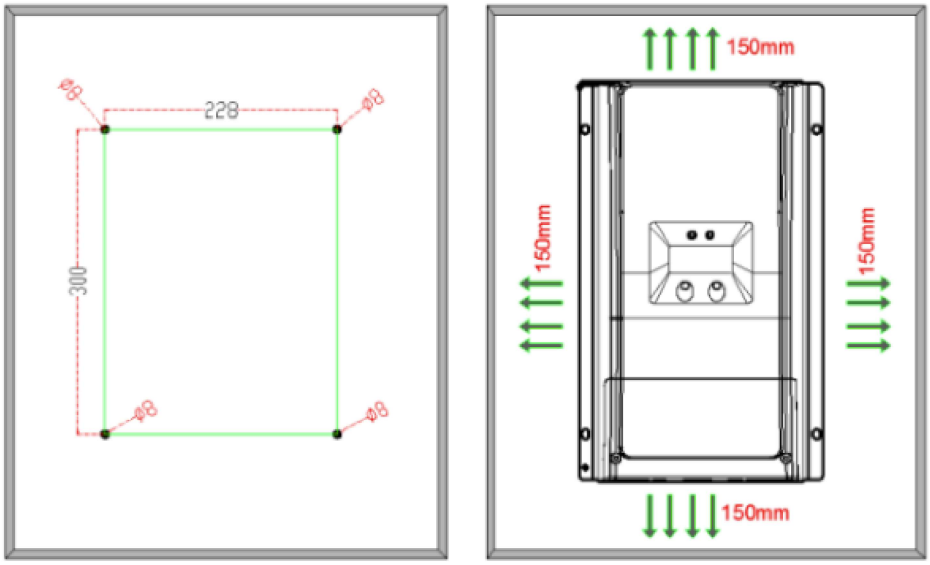


Figura 6.10: Diagrama de montaje para una correcta ventilación del controlador solar.
(Fuente: EPEVER [44])

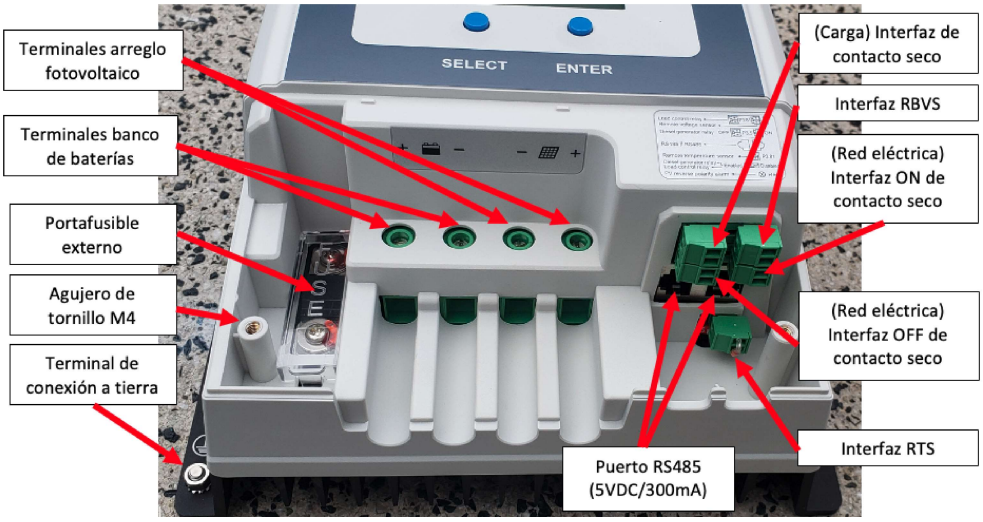


Figura 6.11: Diagrama de entradas de conexión del controlador solar.
(Fuente: Elaboración Propia)

baterías.

- El inversor se debe conectar en paralelo directamente al banco de baterías, y nunca en las entradas de carga de corriente continua del controlador de carga.

- Conectar la toma a tierra del controlador de carga en el terminal correspondiente, con el fin de eliminar interferencias electromagnéticas desde el exterior y prevenir choques eléctricos al cuerpo humano debido a la electrificación de la carcasa.
- Conectar los accesorios para la comunicación vía RS485 (sólo es posible utilizar un puerto a la vez), o utilizar el adaptador para conectar al puerto USB del computador. Para la visualización y recolección de los datos, se debe descargar el software "Solar Station Monitor" desde el sitio oficial de EPEVER, en el cual se pueden definir los modos de operación, y monitorear parámetros entrada del arreglo fotovoltaico (voltaje, corriente y potencia), parámetros del banco de baterías (voltaje instantáneo, corriente, voltaje máximo y mínimo, temperatura del banco de baterías y estado de carga), temperatura del controlador de carga, niveles de generación fotovoltaica y energía consumida, entre otros (ver Figura 6.12).

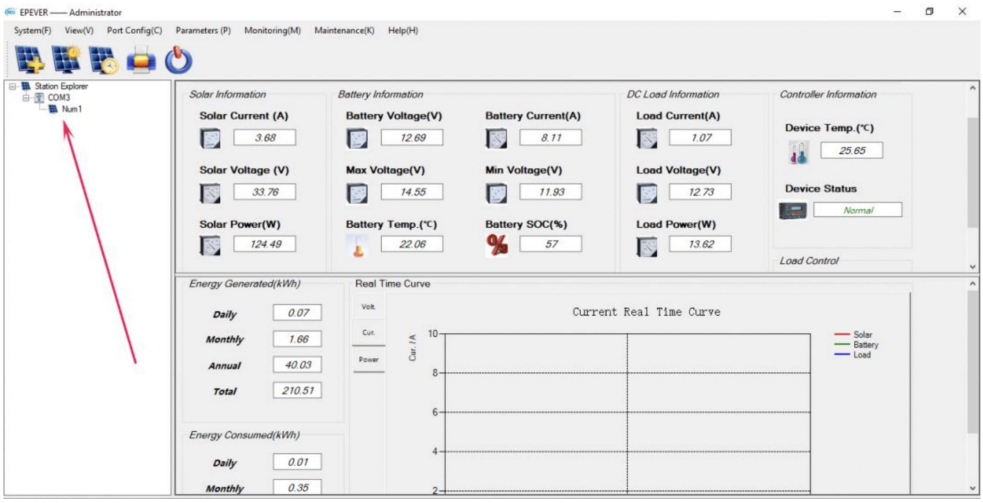


Figura 6.12: Software Solar Station para el monitoreo de parámetros del controlador de carga. (Fuente: DIY renewable [45])

- Cerrar el interruptor automático o fusible del banco de baterías para encender el controlador de carga. Una vez encendido, se procede a cerrar el interruptor automático del arreglo de paneles fotovoltaicos. Si en el led correspondiente al símbolo de un panel fotovoltaico aparece una luz verde que parpadea lentamente, entonces el sistema fotovoltaico esta cargando correctamente el banco de baterías.

6.5.2.3. Configuración cargador solar

- En primer lugar, es necesario resetear el conteo de energía generada. Para esto, en la interfaz de potencia fotovoltaica, presionar el botón "ENTER" hasta que el valor parpadee. De esta forma, entrará en modo de reseteo, luego presionar "ENTER" nuevamente para confirmar y resetear.
- Luego, se debe seleccionar el tipo de batería a utilizar. Para baterías de plomo-ácido selladas, gel

(correspondientes a las adquiridas en el kit fotovoltaico) o inundadas, en la interfaz de voltaje de batería, se debe presionar largamente el boton “ENTER” hasta que el icono de la batería comience a parpadear, para posteriormente presionar el boton “SELECT” para cambiar el tipo de batería. Finalmente, se debe presionar el boton “ENTER” para confirmar. Para baterías de litio, se debe configurar desde el software en el computador.

6.5.3. Conexión e instalación del banco de baterías

Se tienen cuatro baterías de gel de ciclo profundo, las cuales tienen un voltaje nominal de 12 Vcc y 100 Ah, mientras que por otro lado, se tiene una potencia nominal fotovoltaica en STC de 1230 Wp y un cargador solar modelo Tracer 5415AN, el cual permite una potencia fotovoltaica nominal de 1250 Wp cuando el banco de baterías presenta un voltaje nominal de 24 Vcc. De esta forma, se deben conectar dos hileras en paralelo con dos baterías en serie en cada una, con el fin de obtener un voltaje nominal del banco de baterías de 24 Vcc y una capacidad de 200 Ah para una descarga en 10 horas (ver Figura 6.13). Como se puede observar en el esquema, los dos cables de 1 m de largo, corresponden al cableado positivo y negativo, respectivamente, mientras que los cuatro cables más cortos de 25 cm, se utilizan para conectar los terminales de las baterías, según corresponda.

Por otro lado, es indispensable la instalación de un interruptor termomagnético, o fusible, y un seccionador de corriente continua para la conexión con el banco de baterías. A partir de las recomendaciones del fabricante del controlador de carga, este debe tener una corriente de cortocircuito entre 1,25 a 2 veces la corriente nominal de controlador de carga, por lo tanto, el fabricante recomienda utilizar una clasificación de protección eléctrica de al menos 80 A y 58 Vcc [44]. Por último, las protecciones eléctricas deben situarse dentro de un tablero eléctrico, a una distancia no superior a 150 mm del banco de baterías. En el caso de que se opte por utilizar un fusible para proteger la conexión con el banco de baterías, este puede instalarse en el portafusibles interno del controlador solar (ver Figura 6.11), a través del cable positivo.

6.5.4. Conexión e instalación del arreglo fotovoltaico

Una vez conectado el banco de baterías al controlador de carga, se procede con la conexión entre los paneles fotovoltaicos, y posteriormente, la conexión del arreglo al controlador de carga.

6.5.4.1. Instalación de la estructura de soporte

En el caso de que se requiera fijar una inclinación y orientación en específico, es necesario la incorporación de una estructura de montaje de los paneles fotovoltaicos. De esta manera, se debe considerar:

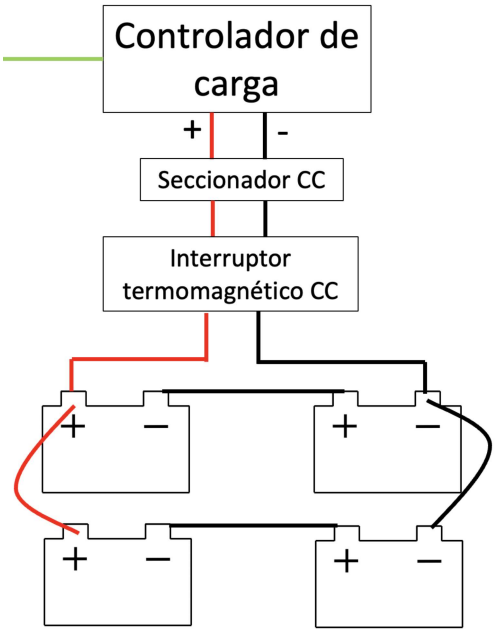


Figura 6.13: Diagrama de conexión del banco de baterías al controlador solar.
(Fuente: Elaboración propia)

- Elegir un sitio en donde llegue luz directa solar y libre de obstáculos que puedan generar sombras, como árboles, edificios, entre otros. En lo posible, se debe instalar la estructura de soporte lo más cercana posible al controlador de carga, dejando un espacio que permita realizar las labores de mantenimiento y limpieza de los paneles.
- Definir la inclinación de la estructura del soporte en un ángulo sobre la horizontal igual a la latitud con la ayuda de goniómetro o cualquier otro instrumento que permita medir ángulos.
- Con la ayuda de una brújula, orientar la estructura de soporte hacia el Norte, con el fin de aprovechar al máximo el recurso solar.

6.5.4.2. Conexión de los paneles

Como se puede observar en la Figura 6.14, se tienen dos conectores MC4, de tipo hembra y macho, respectivamente, para cada panel fotovoltaico, y los cuales se pueden ensamblar siempre y cuando sean de distinto tipo. Estos proveen un gran confiabilidad y resistencia al agua para las conexiones fotovoltaicas.

Por otro lado, antes de la llevar a cabo la conexión se debe considerar:

- Antes de manipular los paneles fotovoltaicos bajo la luz solar, estos se deben cubrir con un material oscuro y opaco durante su instalación, junto con evitar el contacto con los terminales, y verificar que el



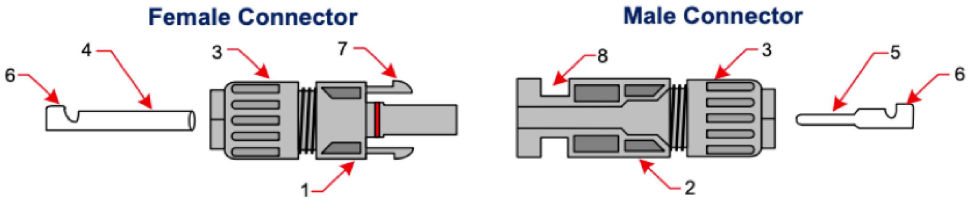
Figura 6.14: Vista posterior del panel fotovoltaico, en donde se divisa en el centro la caja de diodos, y a los costados los conectores MC4 incorporados.
(Fuente: Elaboración propia)

voltaje de salida sea nulo mediante un multímetro.

- Para agregar un cable fotovoltaico a un conector MC4, se debe pelar la punta del cable y luego insertar en el contacto metálico interior del conector. Posteriormente, se prensa el contacto con una herramienta de crimpling, o bien, en caso de no disponer de una, se puede soldar. Luego, se inserta el contacto metálico por la tuerca y el buje de goma en la carcasa del conector MC4, hasta que encaje perfectamente. Finalmente, se aprieta la tuerca de la carcasa (ver Figura 6.15 y Figura 6.16).
- Una vez que se han engarzado todo los conectores requeridos, se procede a la interconexión de los paneles, formando una hilera de tres paneles en series, tal como se demuestra en la Figura 6.17.
- Luego, siguiendo el mismo esquema de la Figura 6.17, se conecta la hilera de paneles a las protecciones



Figura 6.15: Método de crimpling de cableado al conector MC4.
(Fuente: RISIN Energy [46])



ITEM #	DESCRIPTION
1	Female Insulated Connector Housing
2	Male Insulated Connector Housing
3	Housing Nut with internal rubber bushing/cable gland (seals wire entry)
4	Female Mating Contact
5	Male Mating Contact
6	Wire Crimp Area
7	Locking Tab
8	Locking Slot - Unlock Area (press to release)

Figura 6.16: Partes del conector MC4. A la izquierda, se observa el conector tipo hembra, mientras que a la derecha el conector tipo macho.
(Fuente: WyndyNation [41])

eléctricas, que corresponden al seccionador de corriente continua, interruptor automático termomagnético y el protector de sobretensión. A partir de las especificaciones del fabricante del panel fotovoltaico (ver Tabla 6.1), el arreglo presenta una corriente en el punto máxima potencia de 10 A, por lo que,

dimensionando en 1,25 la corriente máxima, se eligen protecciones eléctricas con una clasificación como mínimo de 13 A, 150,6 V y de doble polo. Por último, las protecciones eléctricas deben situarse dentro de un tablero eléctrico, a una distancia no superior a 150 mm del controlador de carga.

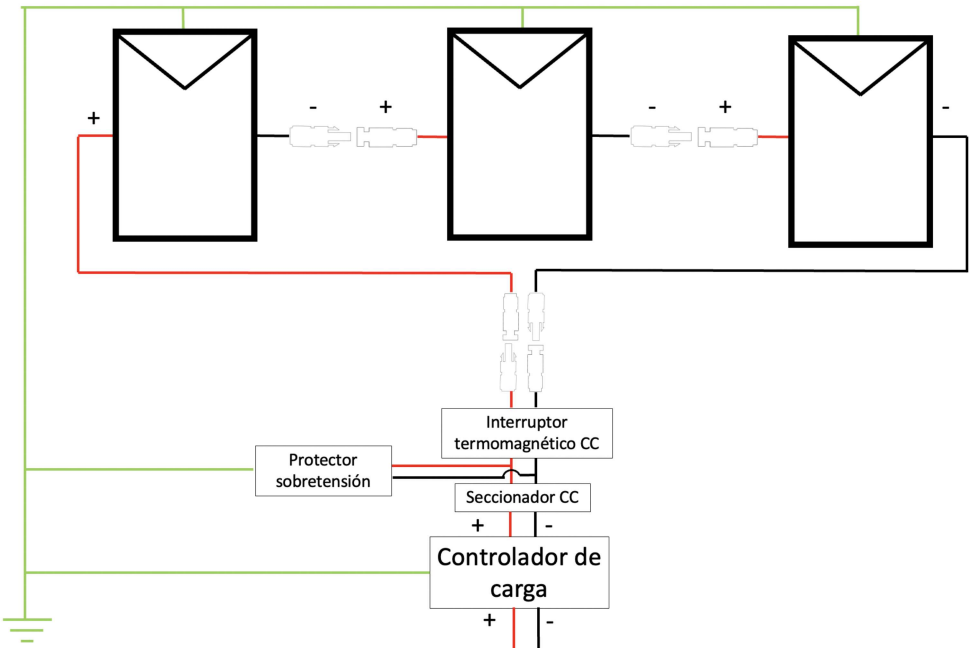


Figura 6.17: Conexión del arreglo de paneles fotovoltaicos con el controlador solar. (Fuente: Elaboración propia)

6.5.4.3. Montaje de los paneles y conexión a tierra

El montaje de los paneles dependerá de la estructura de soporte seleccionada, la cual se puede montar sobre el tejado o en cualquier otra superficie habilitada. Para esto, los paneles fotovoltaicos adquiridos presentan orificios tanto para el montaje como para la conexión a tierra (ver Figura 6.18).

Para llevar a cabo el montaje de los paneles en la estructura de soporte, se presentan agujeros de 14x9 mm, por donde pasan y se ajustan los pernos de anclaje (ver Figura 6.19). Mientras que para la conexión a tierra, esta se realiza a través del orificio de montaje 4,2 mm de diámetro, al cual se ancla una abrazadera por donde pasará el cable desnudo de conexión a tierra (ver Figura 6.20).

6.5.5. Conexión al controlador de carga

Antes de conectar el arreglo fotovoltaico al controlador de carga, se debe verificar que este último ha sido previamente instalado y configurado, y que además ha sido conectado el banco de baterías. También es

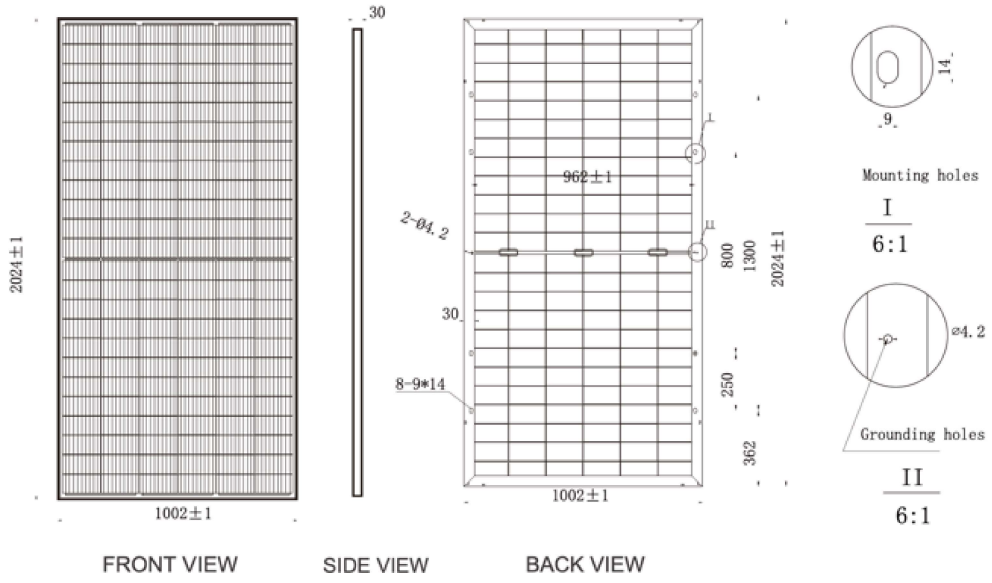


Figura 6.18: Dibujo mecánico del panel fotovoltaico, en donde se divisan 8 orificios de montaje y 1 orificio de conexión a tierra.
(Fuente: SUNERGY [40])

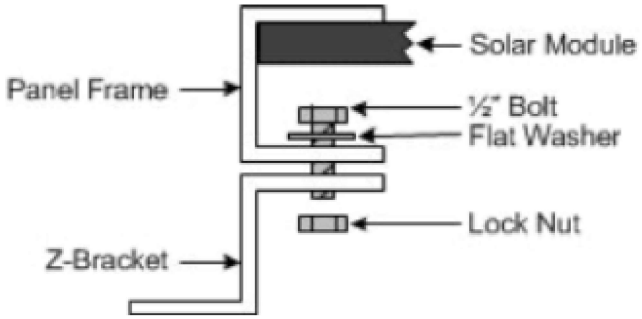


Figura 6.19: Instalación del perno para el montaje del panel fotovoltaico en la estructura de soporte.
(Fuente: Wyndynation [41])

recomendable que el arreglo fotovoltaico esté correctamente montado sobre la estructura de soporte y se haya realizado la conexión a tierra en los casos requeridos.

De esta forma, una vez revisado lo anterior, se conectan los cables del arreglo fotovoltaico en los terminales correspondientes del controlador de carga, manteniendo la correcta polaridad. Cuando se desee desconectar el sistema, se debe realizar la desconexión en orden inverso, es decir, primero se desconectan los terminales del arreglo fotovoltaico, y luego los terminales del banco de baterías.



Figura 6.20: Instalación de toma a tierra del panel fotovoltaico.
(Fuente: JADE Learning [47])

6.5.6. Instalación y conexión del inversor

Finalmente, se procede a instalar el último componente, el cual se encarga de interconectar el sistema fotovoltaico con la red elétrica y el circuito de carga alterna.

6.5.6.1. Precauciones en la instalación del inversor

- Se debe instalar y montar el inversor alejado fuentes de agua, lluvia, polvo y suciedad. Junto a esto, el espacio debe mantener una adecuada ventilación.
- No se deben obstruir las aberturas del ventilador interno del inversor.
- Se debe evitar el contacto con el banco de baterías y mantenerlo alejado de materiales inflamables, ya que se podría producir un riesgo de explosión.
- Para el mantenimiento del sistema fotovoltaico, abrir todos los cortacorrientes o fusibles del sistema, ya que no basta con apagar el inversor.
- No se debe conectar la salida de corriente alterna a la red pública o a un generador, ya que podrían provocar severos daños a la unidad.
- Mientras se instale, no debe estar conectada ningún tipo de carga en la salida de corriente alterna.
- El inversor opera dentro de una temperatura de trabajo de -10ºC a 40ºC, una temperatura de almacenamiento de -40ºC a 70ºC, y una humedad relativa de 0 a 75 %.

6.5.6.2. Instalación del inversor

Se debe instalar el inversor lo más cerca posible del banco de baterías, manteniendo una distancia razonable para evitar el contacto. Para el montaje, el componente presenta agujeros de 7 y 9,5 mm de diámetro.

6.5.6.3. Conexión del inversor

- Tal como se muestra en el esquema de la Figura 6.21, el inversor se debe conectar en paralelo con el banco de baterías a través de sus terminales de batería (ver Figura 6.22). Para esto, se puede utilizar un bornera bipolar de dos barras, con una corriente máxima admisible de 125 A y una tensión de ruptura de 500 Vac. Por otro lado, entre el inversor y la bornera se debe instalar un seccionador de corriente continua y un interruptor termomagnético de una clasificación mínima de 80 A y 58 Vcc, de acuerdo con las especificaciones del controlador de carga [44]. Finalmente, los terminales de conexión deben ser cubiertos por las protecciones de la Figura 6.23.
- Con respecto a las conexiones de corriente alterna, se tiene al circuito que alimenta las cargas alternas, y por otro lado, el circuito para la conexión con la red eléctrica. Para cada circuito, se requieren de protecciones eléctricas, como seccionadores de corriente alterna, interruptores termomagnéticos, interruptores diferenciales y protectores de sobretensión (los cuales se conectan a tierra, y en paralelo con el interruptor diferencial a través de una bornera de lo menos 3 barras) (ver Figura 6.21). Se tiene de esta forma, que ambos circuitos se conectan como indica la Figura 6.24, en donde los terminales de entrada corresponde al circuito conectado a la red eléctrica, y los terminales de salida corresponde al circuito de carga. Como se puede observar, no es posible la inyección de excedentes energéticos a la red, debido a que desde un inicio el kit fotovoltaico no ha sido diseñado para una conexión On-grid. Posteriormente, a partir de las especificaciones del fabricante, se requiere de una clasificación mínima de las protecciones de 40 A (ver Tabla 6.4). Finalmente, los terminales de conexión alterna deben ser cubiertos por la cubierta indicada en la Figura 6.25.
- Por otro lado, al igual que el controlador de carga, se requiere que el inversor sea conectado a tierra a través del terminal indicado en la Figura 6.22 y siguiendo el esquema de la Figura 6.21.

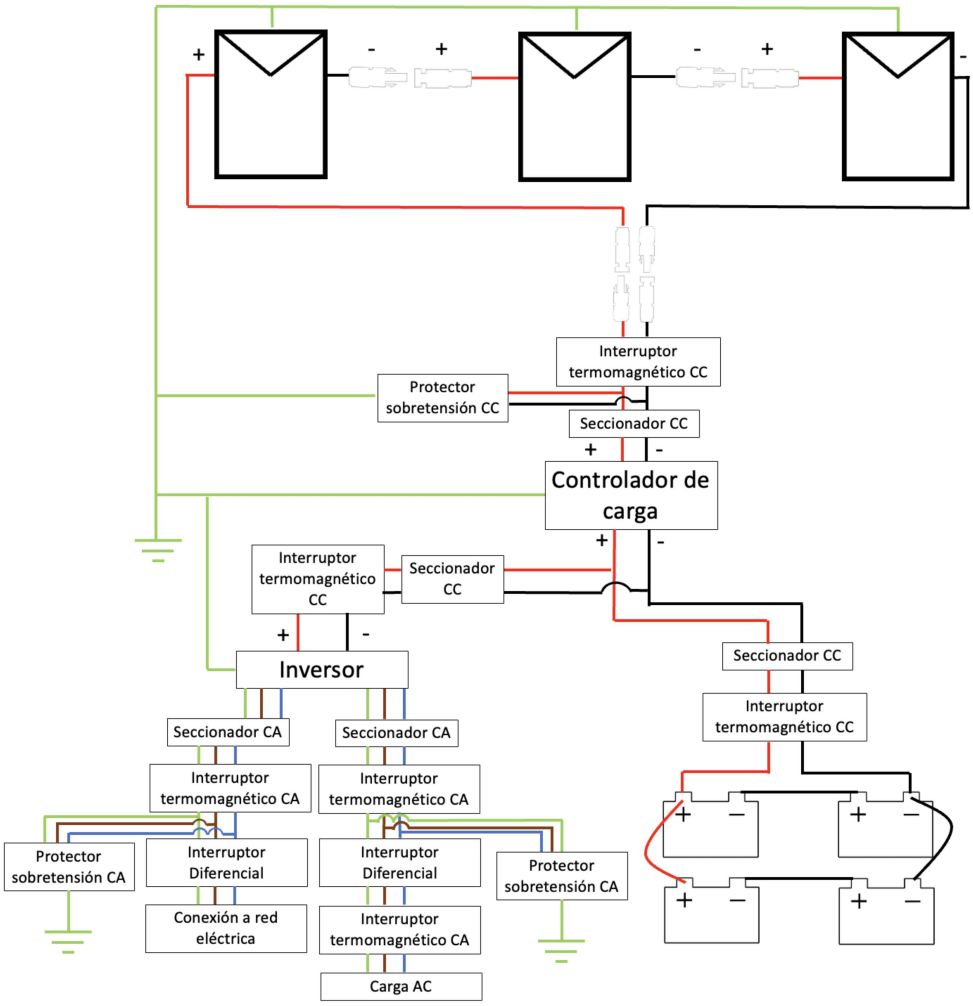


Figura 6.21: Esquema completo del sistema fotovoltaico.
(Fuente: Elaboración propia)



Figura 6.22: Vista lateral derecha del inversor, en donde se divisan los terminales de conexión al banco de baterías, puerto del control remoto, ventilador interno y el terminal de conexión a tierra.
(Fuente: Elaboración propia)



Figura 6.23: Cubierta protectora de los terminales de corriente continua desde el banco de baterías.
(Fuente: Elaboración propia)

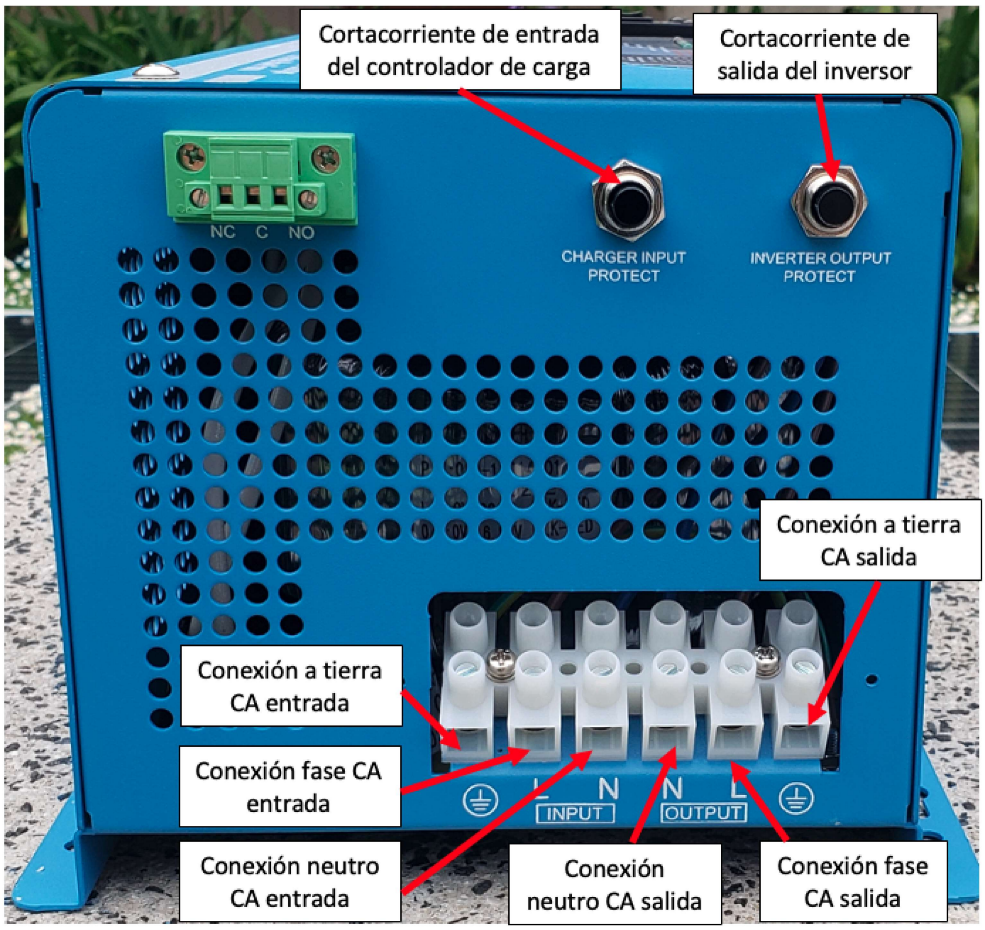


Figura 6.24: Vista lateral izquierda del inversor, en donde se divisan en la parte superior los cortacorrientes tanto de la entrada desde el banco de baterías, como la salida del inversor, mientras que en la parte inferior, se divisan los terminales de conexión alterna.
(Fuente: Elaboración propia)



Figura 6.25: Cubierta protectora de los terminales de corriente alterna del inversor.
(Fuente: Elaboración propia)

6.5.6.4. Configuración del inversor

El inversor tiene dos modos de funcionamiento. Por un lado el modo UPS corresponde a cuando se tiene conectado el banco de baterías directamente al inversor como un sistema de respaldo, de manera que se utiliza la energía desde la red eléctrica, y sólo en caso de que no haya suministro por este medio, se utiliza la energía del banco de baterías. Por otro lado, el modo de inversor solar permite primero utilizar la energía del banco de baterías, y posteriormente la energía de la red eléctrica como respaldo. En nuestro caso, como se tiene un controlador de carga externo, se debe fijar el modo de operación entre 7-9, moviendo la flecha según indica la Figura 6.26 y dependiendo del voltaje de deseado en el terminal de conexión con el banco de baterías, en donde por ejemplo, para el modo 7, se tendría un rango de voltaje desde 22 a 28 Vcc (ver Figura 6.27).

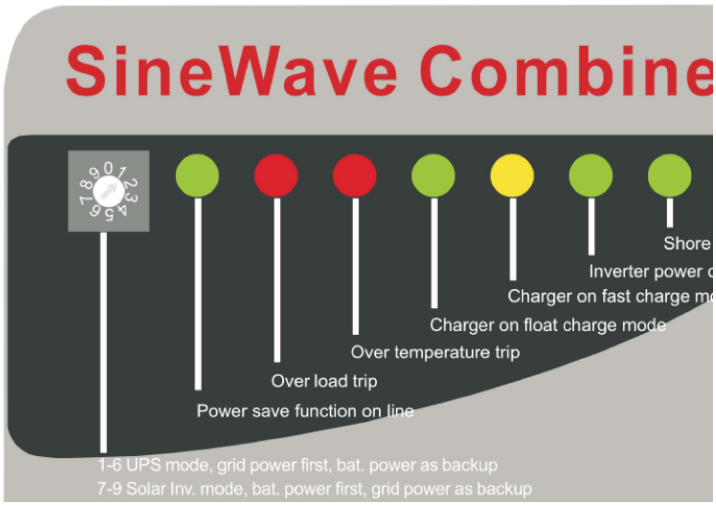


Figura 6.26: Indicador del modo de operación del inversor.
(Fuente: Todosolarchile [48])

Battery type: (*2 for 24v; * 4 for 48v)

1-6 bat. type selector for ups mode

Position	Fast V	Float V
0:Not used		
1:Gel U.S.A	14.0	13.7
2:A.G.M.1	14.1	13.4
3:A.G.M.2	14.6	13.7
4:Sealed lead acid	14.4	13.6
5:Gel european	14.4	13.8
6:Open lead acid	14.8	13.8

7-9 bat. trip selectors for solar inv. mode

	Low Battery Trip	High Battery Trip
7:	11V	14V
8:	10.5V	13.5V
9:	10V	13V

Figura 6.27: Modos de operación del inversor. En el caso de que se tenga un controlador de carga externo, se deben utilizar los modos del 7 al 9.
(Fuente: Todosolarchile [48])

7 | Conclusiones y Trabajo futuro

7.1. Conclusiones

La presente memoria de tesis apunta a la necesidad de poder ahorrar el consumo energético presentado en un hogar inteligente, y en donde se incluye la carga diaria de un vehículo eléctrico, lo cual genera un sobreconsumo y una alta potencia demandada a la red eléctrica, lo cual traería consigo, posibles daños a la infraestructura de la red eléctrica, como también, la demanda de una potencia mayor a la potencia contratada con la empresa distribuidora, lo cual se traduciría en altas multas para los residentes.

Una de las contribuciones de este trabajo, en una primera instancia, fue dimensionar dos sistemas fotovoltaicos, tanto con y sin almacenamiento de energía, con el fin de generar la energía fotovoltaica equivalente al consumo energético que se lleva a cabo en el hogar, o bien, representar un ahorro tanto energético como económico para los residentes. De los resultados obtenidos, se obtiene que los sistemas con almacenamiento de energía no resultan ser rentables, debido al alto costo de inversión que presenta la adquisición del banco de baterías, el cual corresponde cerca del 40 % de la inversión inicial. Ahora bien, a pesar de la nula rentabilidad de los sistemas con almacenamiento, no se consideraron en el balance las pérdidas económicas que podrían provocar los daños a la infraestructura eléctrica, por lo que, si se realizara un balance entre las pérdidas generadas y la inversión adicional que requiere la implementación de un banco de baterías, sería interesante conocer si resulta rentable del todo este tipo de sistemas. Por otro lado, los sistemas sin almacenamiento resultan ser altamente rentables, con una tasa de interna de retorno del 16,2 % y un payback de 5,9 años, para un sistema fotovoltaico con una potencia nominal instalada de 4,92 kW en STC. Sin embargo, en este último, al no existir un banco de baterías que permita almacenar los excedentes energéticos para una posterior carga del vehículo eléctrico, resulta indispensable la implementación de un sistema inteligente de gestión energética dentro del hogar, el cual se encargue de programar horarios de carga del vehículo eléctrico, y que estos se encuentren dentro del rango horario de mayor generación fotovoltaica, con el fin de disminuir el consumo desde la red eléctrica.

Otra contribución realizada en el presente trabajo, fue dimensionar distintos sistemas fotovoltaicos, ya sea con o sin almacenamiento de energía, a partir de la superficie disponible en el hogar para la instalación.

De esto, se concluye que los sistemas con almacenamiento de energía siguen siendo no rentables, tanto para sistemas de una menor como mayor escala, con respecto al dimensionamiento en base al consumo energético realizado anteriormente. Mientras que, para los sistemas sin almacenamiento, su rentabilidad aumenta cuando la potencia instalada es menor a la potencia obtenida en un dimensionamiento en base al consumo energético, lo cual se debe, a que existe una mayor fracción de autoconsumo de la generación fotovoltaica, junto a que se requiere de una menor inversión inicial. Ahora bien, esto se debe, además, a que existe una limitación en el ahorro económico que se puede llegar a obtener, y el cual viene determinado por los montos de las tarifas de electricidad, como también, a la limitante legal impuesta sobre los reembolsos de los excedentes inyectados, los cuales solamente pueden reducir la tarifa de la electricidad a cero. Es por esto, que se analizaron nuevamente estos casos, pero considerando un total reembolso de todas las inyecciones de energía a la red, es decir, eliminando la limitante legal sobre los reembolsos, y se obtuvo de esta forma, que existe un aumento de la rentabilidad cuando se instala un sistema fotovoltaico sobre una potencia nominal de 4,92 kW en STC, con respecto a cuando existe la limitante, y junto con que, esta rentabilidad sigue aumentando a medida que se instala una mayor potencia fotovoltaico, lo cual se debe, a que se logra el máximo ahorro económico por el autoconsumo, y además, se están recibiendo ingresos extras a partir de los reembolsos de las inyecciones. De este modo, es posible obtener proyectos rentables para sistemas con almacenamiento de energía, si no se tuviera esta limitante legal y si se instalara un número de al menos sobre 16 paneles fotovoltaicos en el hogar, aunque bien, sólo se podría aplicar en un hogar que disponga de una gran superficie libre para la instalación, ya sea en un tejado o en un patio de grandes dimensiones.

Posteriormente, se utiliza el software PVsyst para simular los dos dimensionamientos realizados en base al consumo energético del hogar, con el fin de realizar una comparación con los resultados obtenidos en la memoria de cálculo. De este modo, se obtuvieron diferencias en los indicadores económicos obtenidos para cada método, aunque, sin embargo, en ambos se llegan a las mismas conclusiones. Ahora bien, el software resulta ser un método mucho más preciso, al considerar una mayor cantidad de factores que influyen en la generación fotovoltaica, como lo son las variaciones en los datos meteorológicos, en donde el software crea datos sintéticos a partir de métodos probabilísticos, o bien, al considerar las variaciones en la generación a partir de las curvas de eficiencias de cada componente sistema fotovoltaico, por lo que, finalmente, en relación a la memoria de cálculo utilizada, esta última sólo resulta ser una aproximación simple, permitiendo obtener una perspectiva general tanto de la generación fotovoltaica como de los resultados económicos para cada proyecto.

Finalmente, se lleva a cabo una fase de implementación, en donde se analizaron presencialmente los componentes del sistema fotovoltaico de menor escala adquirido. En esta, se tuvo la oportunidad de interactuar y dimensionar físicamente los componentes, junto con conocer personalmente el entorno en donde se llevaría a cabo el montaje y la construcción de este. Además, se creó un manual de instalación, calibración y recolección de datos, el cual permitió obtener un acercamiento tanto a las normas técnicas que se deben seguir, medidas de seguridad a considerar, como también realizar una recopilación de las especificaciones e indicaciones que

señalan los fabricantes de cada producto en particular, y posteriormente poder realizar una interconexión de estas, creando un único procedimiento de instalación.

7.2. Trabajo futuro

El presente trabajo deja muchas aristas abiertas en las cuales se puede seguir estudiando e investigando, debido a que los sistemas de generación distribuida en pequeña escala son y serán un elemento fundamental en las ciudades inteligentes, y las cuales se encuentran en un constante desarrollo actualmente. De esta forma, se requiere profundizar aún más en cómo gestionar eficientemente la energía generada por el sistema fotovoltaico dimensionado, apuntando a optimizar la carga de los vehículos eléctricos. También se requiere investigar en cómo interconectar diferentes sistemas de gestión energética, distribuidos en distintos hogares, con el fin de crear una red energética interconectada, la cual permita tomar decisiones en base a la generación fotovoltaica local, el consumo energético en los hogares, el estado actual o predicciones meteorológicas, entre otros.

Por otro lado, una gran solución para mejorar la rentabilidad de los proyectos de sistemas fotovoltaicos, son las transacciones energéticas entre consumidores, las cuales se llevan a cabo generalmente dentro de microredes eléctricas inteligentes, permitiendo que un residente que dispone de un sistema fotovoltaico en su hogar, pueda comercializar su propia energía generada, vendiéndola en un mercado energético a un precio mayor al precio de inyección a la red eléctrica, y que por otro lado, el interesado en comprar esta energía, pueda obtenerla a un precio menor al precio de la energía proveniente desde la red eléctrica. Sin embargo, no ha existido el adecuado incentivo por parte de las autoridades para esta idea, debido a que, además, existen trabas legales con respecto a la comercialización de la energía entre residentes, pero que sí es posible en países desarrollados como Corea del Sur.

Bibliografía

[1] Generadoras de Chile (2020). Generación eléctrica en chile. `http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile`. [Acceso el 01/06/2021]. 1.1

[2] IEC (2020). *Information technology - Home Electronic System (HES) application model - Part 51: Framework of a Protected On-Premises Narrow AI Engine for an Energy Management System using Energy Management Agents (EMAs)*. 389 Chiswick High Road London W4 4AL: BSI Group Headquarters, 1ra. edición. 2.1

[3] Energéticos, Escenarios (2018). *Futuro de la Energía en Chile, Factores de Cambio y Tendencias*. Santiago de Chile. 2.2, 2.2

[4] Antonio Vázquez Pérez, Ciaddy Gina Rodríguez Borges, Jesús Alberto Pérez Rodríguez (2019). *Photovoltaic System Proposal for a House*. Universidad Técnica de Manabí, Portoviejo, Ecuador: International Journal of Physical Sciences and Engineering. 2.3.1, 2.1, 2.2

[5] Urrutia, Francisco Arriagada (2018). *Proyecto fotovoltaico para edificio de Biblioteca Universidad Técnica Federico Santa Maria Sede Concepción.* Sede Concepción Rey Baduino de Bélgica, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile: Biblioteca USM. 2.3.1, 2.3.1, 2.5, 2.1, 2.2

[6] David Murray, Lina Stankovic1 y Vladimir Stankovic. (2017). *An electrical load measurements dataset of United Kingdom households from a two-year longitudinal study*. Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow G1 1XW, UK.: Scientific Data. 2.3.1, 2.6, 2.1, 2.2

[7] Jan Lokar, Peter Virtič (2019). *Analysis of photovoltaic system with battery storage in winter period*. Faculty of Energy Technology, University of Maribor, Hočevarjev trg 1, 8270 Krško, Slovenia: EDP Sciences. 2.3.2, 2.8, 2.1, 2.2

[8] Bayram, Islam Safak (2018). *Energy Storage Sizing and Photovoltaic Self-Consumption in Selected Households in Qatar*. Qatar Environment and Energy Research Institute Hamand Bin Khalifa University Doha, Qatar: IEEE. 2.3.2, 2.9, 2.1, 2.2

[9] A. Bedir, B. Ozpineci, J. E. Christian (2010). *The Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicle Interaction with Energy Storage and Solar Panels on the Grid for a Zero Energy House*. Cookeville, TN 38501 USA: IEEE. 2.3.3, 2.11, 2.1, 2.2

[10] Young-Min Wi, Jong-Uk Lee, Sung-Kwan Joo (2013). *Electric Vehicle Charging Method for Smart Homes/Buildings with a Photovoltaic System*. School of Electrical Engineering, Korea University, Seoul, Republic of Korea. Research Software Center, Korea Electric Power Cooperation Research Institute, Daejeon, Republic of Korea: IEEE. 2.3.4, 2.1, 2.2

[11] Reza Fachrizal, Mahmoud Shepero, Dennis van der Meer Joakim Munkhammar Joakim Widen (2020). *Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review*. Built Environment Energy Systems Group, Division of Civil Engineering and Built Environment, Department of Civil and Industrial Engineering, Uppsala University, Sweden: Elsevier. 2.3.4, 2.13, 2.14, 2.1, 2.2

[12] Mart van der Kam, Wilfried van Sark (2015). *Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study*. Utrecht University, Copernicus Institute of Sustainable Development, Heidelberglaan 2, 3584 CS Utrecht, The Netherlands: Elsevier. 2.3.4, 2.15, 2.1, 2.2

[13] J.A. Domínguez-Navarro, R. Dufo-López, J.M. Yusta-Loyo J.S. Artal-Sevil J.L. Bernal-Agustín (2018). *Design of an electric vehicle fast-charging station with integration of renewable energy and storage systems*. Electrical Engineering Department, Zaragoza University, C/María de Luna 3, 50018 Zaragoza, Spain: Elsevier. 2.3.5, 2.17, 2.1, 2.2

[14] Gaizka Saldaña, Jose Ignacio San Martin, Inmaculada Zamora-Francisco Javier Asensio y Oñederra, Oier (2019). *Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery Degradation*. Department of Electrical Engineering, Engineering School of Gipuzkoa, Section of Eibar, University of the Basque Country (UPV/EHU), Avda. Otaola 29, 20600 Eibar, Spain.: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MPDI). 2.3.5, 2.1, 2.2

[15] Morales, Estefani (2011). *Implementación de energía eólica en una vivienda.* Sede Talcahuano Rey Baduino de Bélgica, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile: Biblioteca USM. 2.3.6, 2.1, 2.2

[16] Electric Vehicle Database (2021). `https://ev-database.org/car/1144/Nissan-Leaf-eplus`. [Acceso el 18/07/2021]. 3.1.1, 3.2

[17] SecondSol The Photovoltaic Marketplace (2021). Ul-410-144 módulo solar monocristallino. `https://www.secondsol.com/en/anzeige/25061//ulica-solar/ul-410-144-410wp-144-halbzellen-monokristalline-solar-module-max-systemspannung-1500v`. [Acceso el 28/11/2021]. 3.1.2, 3.15, B.1, B.2

[18] Paniagua, Pedro Lillo (2016). *Manual para el dimensionamiento y evaluación de un arreglo fotovoltaico monofásico a nivel residencial en Chile.* Sede Casa Central, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile: Biblioteca USM. 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 3.1.3, 3.1.3, 3.1.4, 3.1.4, 3.1.4, 3.1.4, 3.1.4, 3.1.4, 3.1.5, 3.1.5, 3.1.6, 3.1.6, 3.1.10, 3.1.10, 5.2

[19] PVsyst SA (2021). Pvsyst 7 help. `https://www.pvsyst.com/help/index.html?glossary.htm`. [Acceso el 13/10/2021]. 3.1.2, 3.1.2, 3.1.2, 5.1, 5.2, 5.5

[20] Franklin, Dr. Edward A. (2019). *Calculations for a Grid-Connected Solar Energy System*. The University of Arizona College of Agriculture and Life Sciences Tucson, Arizona 85721: The University of Arizona. 3.1.2, 3.1.2, 3.1.3

[21] Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands, Pacific Power Association (2012). *Grid-Connected PV systems (No Battery Storage) System design guidelines for the pacific islands*. www.ppa.org.fj: Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands. 3.1.2, 3.1.2

[22] Andrew Gong (2021). Understanding pv system losses, part 1: Nameplate, mismatch, and lid losses. `https://www.aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/`. [Acceso el 02/12/2021]. 3.1.2

[23] Khan, Md. Fahim Hasan (2019). *Designing a grid-tied solar PV system*. Islamic University of Technology: ResearchGate. 3.1.3

[24] Corporación de Desarrollo Tecnológico, Cámara Chilena de la Construcción (2009). *Compendio técnico de materiales de cubiertas y techumbres*. www.cdt.cl: Corporación de Desarrollo Tecnológico. 3.1.5

[25] Solar Calculator (2021). How long do solar batteries last? `https://solarcalculator.com.au/battery-storage/solar-battery-lifespan/`. [Acceso el 27/09/2021]. 3.1.6

[26] Rolls (2021). Up-gc16-6re. `https://rollsbattery.com/battery/8-cs-17p/`. [Acceso el 9/10/2021]. 3.8, B.5

[27] Allan Néstor Contreras González, Sebastián Andrés López Lara (2016). *Proyecto de instalación fotovoltaica con Net Metering en la UTFSM Sede Concepción*. Sede Concepción Rey Baduino de Bélgica, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile: Biblioteca USM. 3.1.7.1, 3.1.7.1, 3.1.7.1, 3.1.7.1, 3.11, 3.1.7.1, 3.1.7.2, 3.1.7.2

[28] Ayuda Electrónica (2021). Tipos de materiales conductores. http://ayudaelectronica.com/tipos-materiales-conductores/. [Acceso el 13/10/2021]. 3.1.7.1

[29] Natura Energy (2021). Topsolar pv zz-f / h1z2z2-k. https://s3.amazonaws.com/bsalemarket/10729/3/AD0069-FICHA-TECNICA-CABLE-SOLAR-TOPSOLAR. [Acceso el 28/11/2021]. 3.9, B.6, B.7, B.8

[30] Top Cable (2021). Powerflex rv-k. https://www.topcable.com/es/cables-de-baja-tension/cables-de-potencia/powerflex-rv-k/. [Acceso el 28/11/2021]. 3.10, B.9, B.10, B.11

[31] SEC (2020). *Instrucción Técnica RGR N°02/2020: Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a redes de distribución*. Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Ministerio de Energía. 3.1.8.1, 3.1.8.2, 3.1.8.3

[32] SEC (2017). *Instrucción Técnica RGR N°02/2017*. División de Ingeniería de Electricidad, Ministerio de Energía: Superintendencia de Electricidad y Combustibles. 3.1.8.1, 3.1.8.3

[33] SolarMango Solar Guide (2016). How does a standard performance guarantee work for solar panels? https://www.solarmango.com/2016/08/07/standard-performance-guarantee-work-solar-panels/. [Acceso el 30/11/2021]. 3.1.9

[34] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2018). Generación distribuida en chile y modificación ley 20.571 (boletín 8999-08). https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=134506&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION. [Acceso el 29/11/2021]. 3.1.9, 3.1.10, 3.2.9, 4.4, A.3

[35] Ruz, Francisca Carolina Lucía Rodríguez (2017). *Análisis de incentivos a la energía solar en una ciudad utilizando modelos de proyección de energía*. Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile: Repositorio Académico de la Universidad de Chile. 3.1.10, 3.1.10

[36] European Commission (2021). Photovoltaic geographical information system (pvgis). https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis. [Acceso el 08/12/2021]. 5.1

[37] NaturaEnergy (2021). Kit energía solar off-grid 1000w. https://www.naturaenergy.cl/product/kit-energia-solar-off-grid-1000w. [Acceso el 12/06/2021]. 6

[38] Google Earth (2021). https://earth.google.com/web/. [Acceso el 24/05/2021]. 6.1, 6.2, 6.2a, 6.2b, 6.2c, 6.2d, 6.2e, 6.2f

[39] Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile, Ministerio de Energía (2021). *Reporte, Recurso solar y datos meteorológicos 21/05/2021*. Explorador Solar. 6.3, 6.4, 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, A.2.1, A.3

[40] SUNERGY (2021). *Mats Series SUN 72MD-HFS*. Sunergy USA Works LLC. 6.4, 6.18

[41] WyndyNation (2015). *Complete Off-Grid Solar Kits 30 to 400 Watts Installation Manual*. 1082 Front Street, Unit B, Ventura, CA 93001: WyndyNation. 6.5, 6.16, 6.19

[42] Megantoro, Prisma (2021). *A practical method to design the solar photovoltaic system applied on residential building in Indonesia*. Faculty of Advanced Technology and Multidiscipline, Universitas Airlangga, Surabaya, Indonesia: Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science. 6.5

[43] Inc., Canadian Solar (2021). *Total kits installation manual*. 545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario, Canada N1K 1E6: Canadian Solar Inc. 6.5

[44] EPEVER (2021). *MPPT Solar controller Use Manual*. HUIZHOU EPEVER TECHNOLOGY CO., LTD. 6.5.2, 6.10, 6.5.3, 6.5.6.3

[45] DIY renewable (2020). Photovoltaic geographical information system (pvgis). https://www.diyrenewable.com/blog/post/how-to-use-the-epever-pc-software-for-charge-controllers. [Acceso el 08/12/2021]. 6.12

[46] RISIN Energy (2021). Specification of mc4 solar panel cable crimping crimper tool. https://www.risinenergy.com/solar-cable-crimper-2-5-6mm2-mc4-connector-mc4-crimping-tool-product/. [Acceso el 09/12/2021]. 6.15

[47] JADE Learning (2015). Pv systems: Grounding. https://www.jadelearning.com/blog/pv-systems-grounding/. [Acceso el 09/12/2021]. 6.20

[48] Todosolarchile (2021). Inversor-cargador powerstar w7 toroidal, onda sinusoidal pura 1000w-24v. https://www.todosolarchile.cl/producto/inversorcargador-1000-watt-onda-pura-power-star-w7/. [Acceso el 10/12/2021]. 6.26, 6.27

[49] Solar Radiation Monitoring Laboratory, University of Oregon (2007). Sun path chart program. http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html. [Acceso el 02/12/2021]. A.6

[50] Compañía General de Electricidad (CGE) (2021). Tarifas de suministro eléctrico cge julio 2021. https://www.cge.cl/wp-content/uploads/2021/07/Tarifas-Suministro-CGE-Julio-2021.pdf. [Acceso el 29/11/2021]. A.3

[51] Voltronic Power (2021). Infinisolar e 5.5kw. https://voltronicpower.com/en-US/Product/Detail/InfiniSolar-E-5.5KW. [Acceso el 02/12/2021]. B.3, B.4

A | Recolección de datos

Para la realización del dimensionamiento, se requiere de la recopilación de una serie de datos necesarios, como lo son el consumo energético del hogar, datos meterológicos locales y tarifas de la electricidad en el sector.

A.1. Datos sobre el consumo energético

Se dispone de la información sobre el consumo energético para un hogar en Viña del Mar a partir de datos reales recopilados a partir de las boletas de electricidad mensuales, desde Octubre de 2018 hasta Junio de 2021, correspondientes a la empresa distribuidora CGE. Este hogar presenta una tarifa residencial BT1 y una potencia contratada de 5.5 kW.

Por otro lado, en las boletas de electricidad emitidas por la empresa distribuidora, se divisa un gráfico sobre el consumo durante los últimos 13 meses y el límite de invierno, que en este caso es de 350 kWh/mes (ver Figura A.1). Con estos datos recopilados, se calculó para cada mes el consumo promedio mensual histórico en kWh/mes. Luego, se dividió este último valor de cada mes por la cantidad de días respectivos, con el fin de obtener el consumo diario promedio histórico en kWh/día (ver Figura A.2).

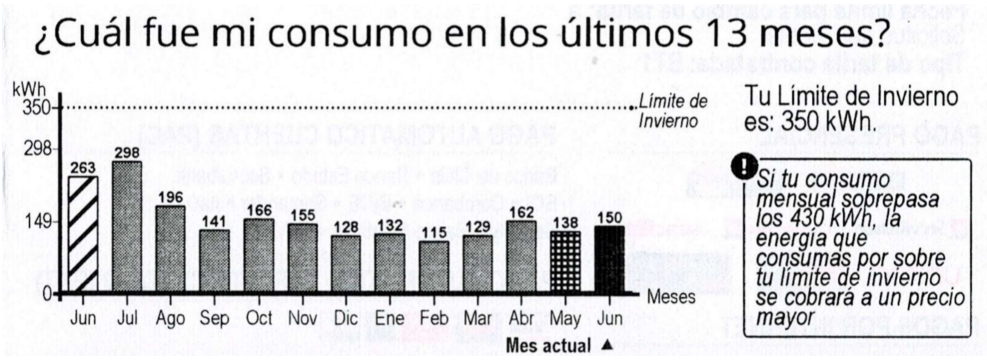


Figura A.1: Ejemplo de información graficada sobre el consumo mensual durante los últimos 13 meses para un hogar en viña del mar, emitido por la empresa distribuidora CGE a través de una boleta de electricidad. (Fuente: Compañía General de Electricidad S.A. (CGE))

Mes/Valor Mensual	2018 [kWh/mes]	2019 [kWh/mes]	2020 [kWh/mes]	2021 [kWh/mes]	Consumo promedio mensual [kWh/mes]	Consumo promedio diario [kWh/día]
Enero	sin datos	120	154	132	135,3	4,4
Febrero	sin datos	122	144	115	127,0	4,5
Marzo	sin datos	107	126	129	120,7	3,9
Abril	sin datos	115	147	162	141,3	4,7
Mayo	sin datos	144	167	138	149,7	4,8
Junio	sin datos	136	263	150	183,0	6,1
Julio	sin datos	119	298	sin datos	208,5	6,7
Agosto	sin datos	119	196	sin datos	157,5	5,1
Septiembre	sin datos	115	141	sin datos	128,0	4,3
Octubre	79	158	166	sin datos	134,3	4,3
Noviembre	98	152	155	sin datos	135,0	4,5
Diciembre	131	117	128	sin datos	125,3	4,0

Figura A.2: Histórico de datos sobre consumo promedio mensual y diario del hogar obtenido a partir de las boletas de la electricidad
(Fuente: Elaboración Propia)

A.2. Datos meteorológicos locales

A.2.1. Datos para el dimensionamiento mediante la memoria de cálculo

Con respecto a los parámetros locales que permiten estimar la generación fotovoltaica, estos se obtuvieron a partir del Explorador Solar, que corresponde a una herramienta en línea que permite analizar los recursos renovables disponibles dentro de la geografía del país, a través de una base de datos construida por una combinación entre modelos matemáticos y datos satelitáles, entre los años 2004 y 2016, con una resolución espacial de 90[m]. Este proyecto fue realizado por el Ministerio de Energía, en cooperación con la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional, Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, Corporación Nacional Forestal, Universidad Austral de Chile, Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA). [39]

La recolección de datos ambientales se realizó en la misma localización geográfica de donde se obtuvieron los datos sobre el consumo energético del hogar en Viña del Mar (ver Figura A.3), con una latitud de 33,0205º Sur, longitud de 71,544º Oeste y una altura sobre el nivel del mar de 16[m].

Con respecto a los valores de la radiación local, la herramienta nos entrega los niveles promedios de la radiación global horaria incidente en el plano inclinado con un ángulo de inclinación equivalente a la latitud del lugar para cada mes del año. De esta manera, se puede apreciar en la Figura A.4 que los meses más críticos de menor radiación global corresponden a Junio y Julio.

Por otro lado, al igual que los datos de la radiación, se obtienen los valores promedios de la temperatura ambiental horaria para cada mes del año, en donde se distinguen los mayores niveles de temperatura por colores más cálidos del gráfico (ver Figura A.5).

Finalmente, se tiene la carta solar del lugar seleccionado, en donde se divisa la hora solar para el horario



Figura A.3: Localización geográfica del caso de estudio en Viña del Mar.
(Fuente: Explorador Solar [39])

GMT-4, y la cual permite obtener el grado de elevación y azimutal del sol Figura A.6

A.2.2. Datos para la simulación en PVsyst

Al igual que en la sección anterior, se obtienen datos de la irradiación global horizontal y la temperatura ambiental para el lugar seleccionado. A diferencia de los valores promedios horarios utilizados en la memoria de cálculo, del Explorador Solar se pueden obtener bases de datos en donde se registran los niveles de irradiación y temperatura local en cada hora del año. Para esto, se utilizaron los datos recolectados durante el 2016 por el Explorador Solar, y fueron importados en el software PVsyst para realizar las simulaciones.

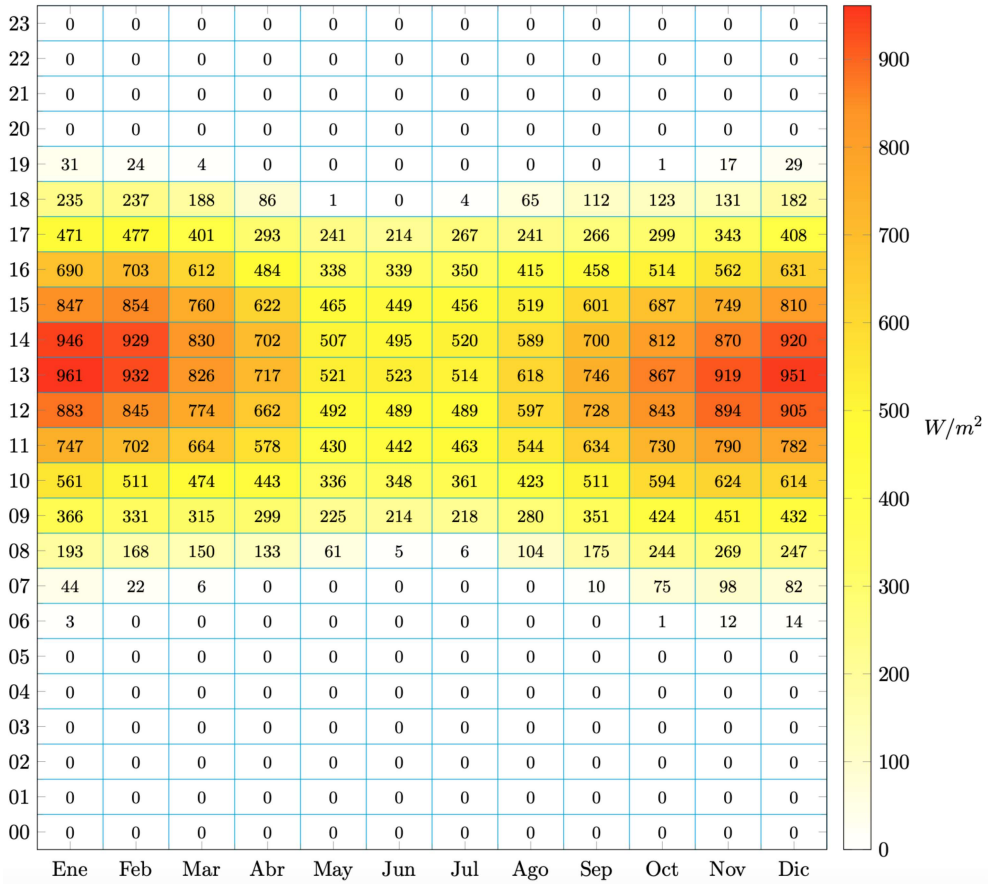


Figura A.4: Radiación global incidente en el plano con una inclinación igual a la latitud de 33°.
(Fuente: Explorador Solar)

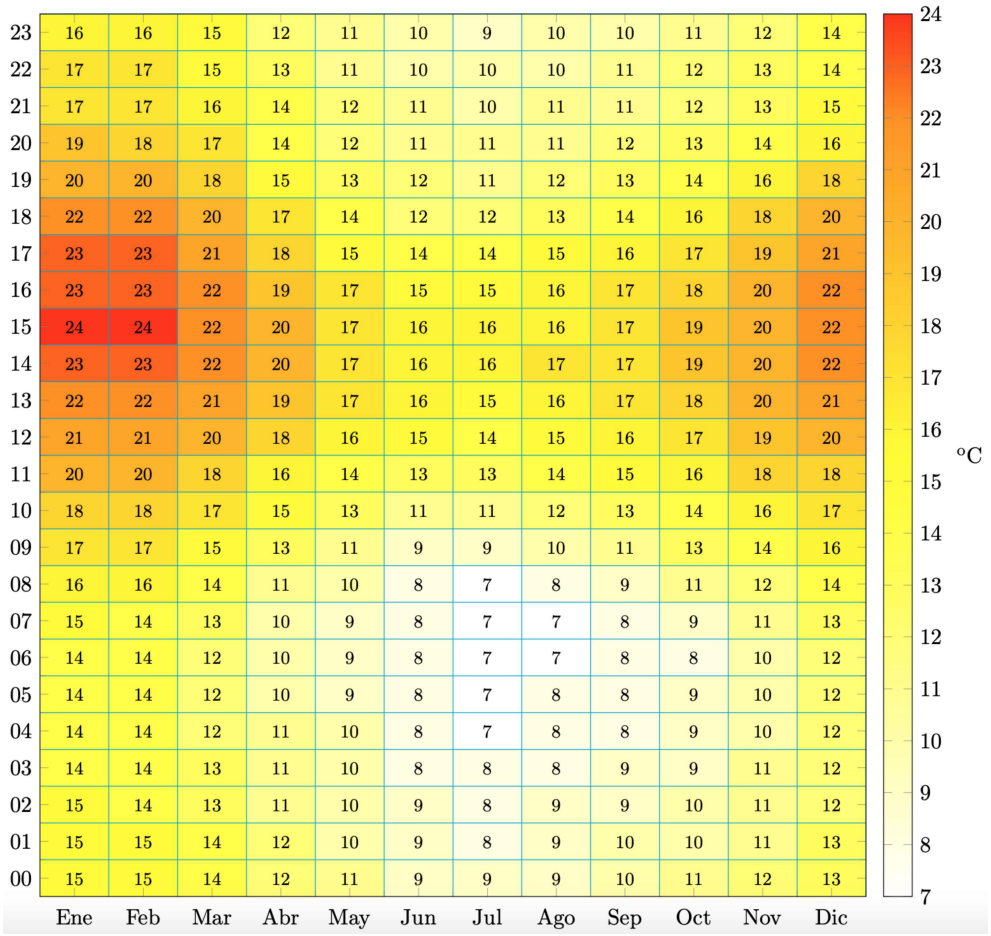


Figura A.5: Datos de la distribución promedio de la temperatura horaria en el lugar para cada mes del año.
(Fuente: Explorador solar)

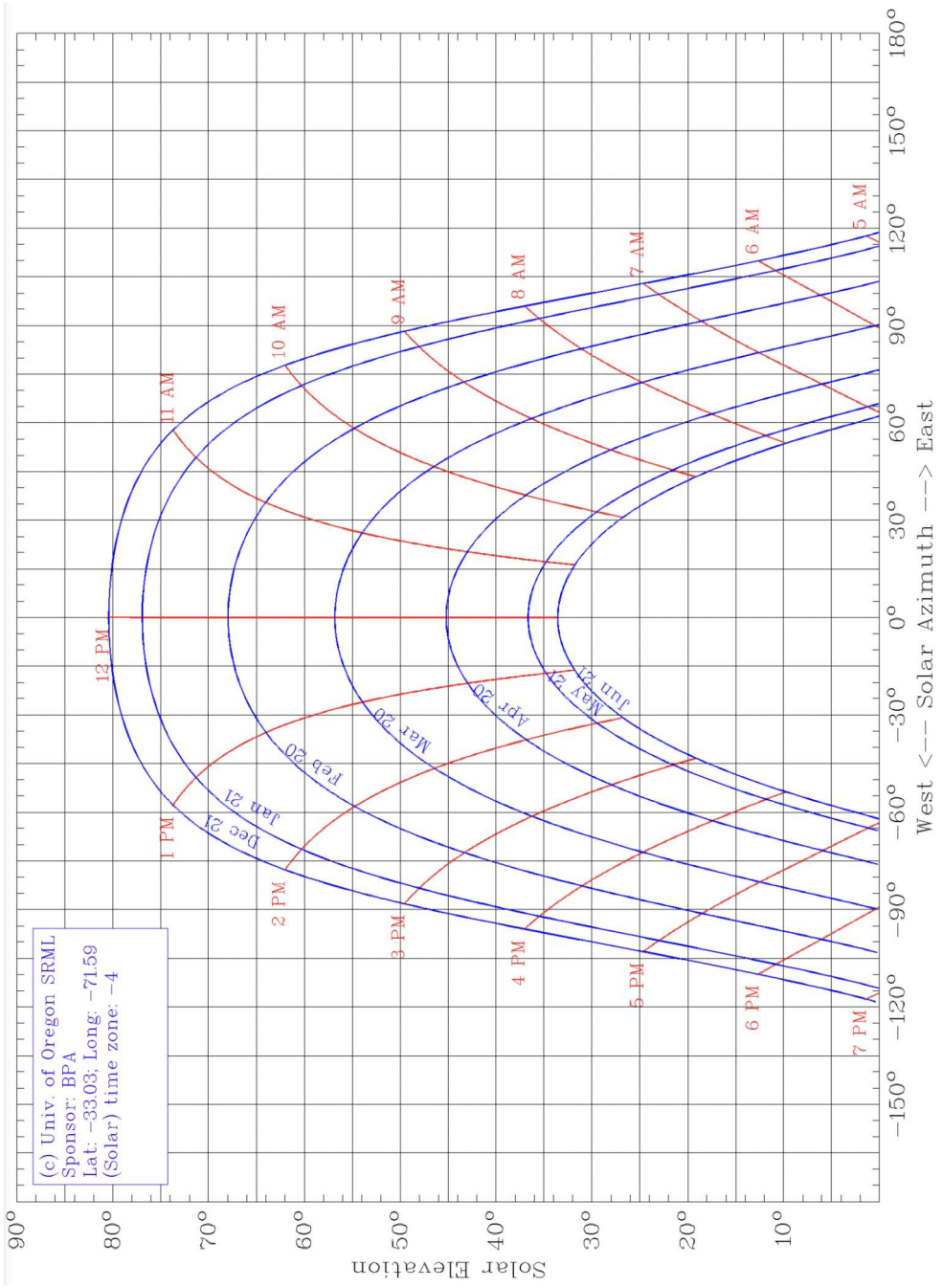


Figura A.6: Carta solar del lugar escogido del caso de estudio.
(Fuente: Solar Radiation Monitoring Laboratory, University of Oregon [49])

A.3. Tarifas de suministro eléctrico local

A partir de la información entregada por la Compañía General de Electricidad (CGE), se obtuvo la tarifa local de suministro eléctrico correspondiente desde el 1 de Julio de 2021, el cual es distribuido por la empresa CONAFE en la comuna de Viña del Mar, dentro del sector tarifario STxC-1-S2 Subt.2 (ver Tabla A.1) [50].

Tabla A.1: Tarifa de suministro eléctrico local.

Tipo de costo	**Cargo**	**Precio**
Administración del servicio	Cargo fijo mensual BT1 (CLP$/cliente)	1324,4
Transporte de electricidad	Cargo por uso del sistema de transmisión (CLP$/kWh)	19,154
Transporte de electricidad	Cargo por servicio público (CLP$/kWh)	0,487
Electricidad consumida	Cargo por energía (CLP$/kWh)	88,215
Electricidad consumida	Cargo por compras de potencia (CLP$/kWh)	15,502
Electricidad consumida	Cargo por potencia base en su componente de distribución (CLP$/kWh)	41,475

De esta forma, se tiene por un lado, que el precio de la energía inyectada a la red eléctrica sólo corresponde al cargo por energía, es decir, equivale a 88,215 CLP&/kWh. Por otro lado, el precio de la energía proveniente de esta, corresponderá a todos los cargos asociados al transporte de la electricidad y la electricidad consumida, equivalente a un precio de 164,833 CLP&/kWh [34].

B | Catálogos del fabricante de componentes

B.1. Panel Fotovoltaico utilizado en dimensionamiento

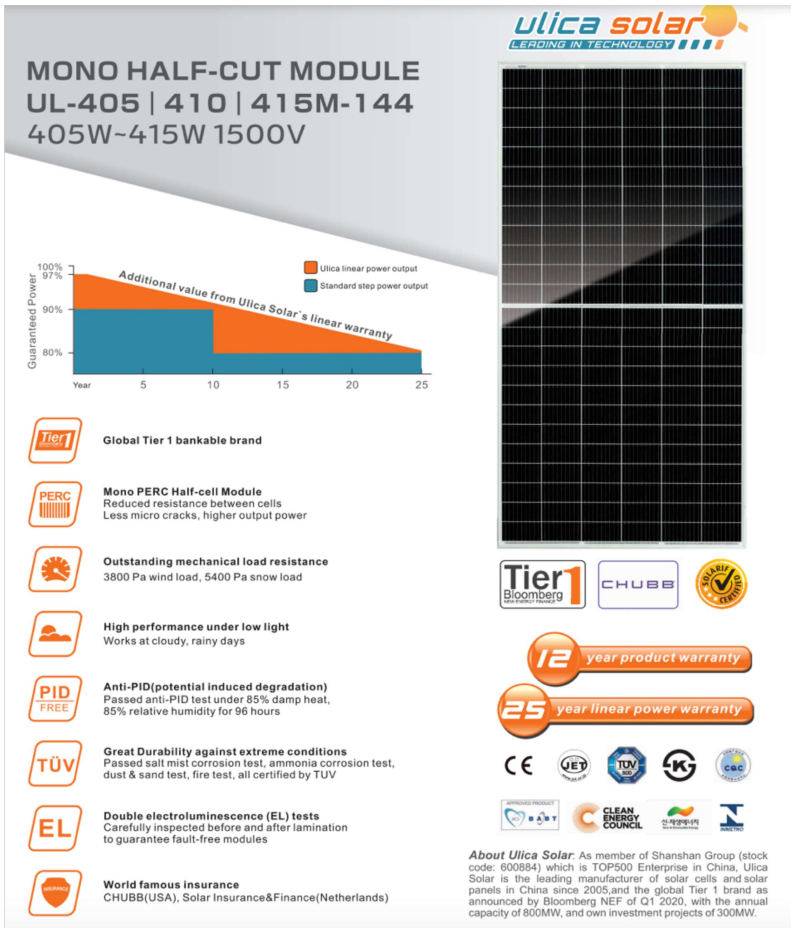


Figura B.1: Catálogo del fabricante del panel fotovoltaico utilizado en el dimensionamiento, primera parte. (Fuente: SecondSol [17])



MONO UL-405 | 410 | 415M-144

Ulica Solar — LEADING IN TECHNOLOGY

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical Parameters Standard Test Conditions

Module Type			UL-405M-144	UL-410M-144	UL-415M-144
Power Output	Pmax	W	405	410	415
Power Tolerance	△Pmax	W		0/+5W	
Module Efficiency	η m	%	19.93	20.18	20.42
Voltage at Pmax	Vm	V	40.6	40.8	40.9
Current at Pmax	Im	A	9.98	10.05	10.15
Open-Circuit Voltage	Voc	V	49.5	49.7	49.8
Short-Circuit Current	Isc	A	10.48	10.55	10.65

STC:1000w/m2 irradiance,25C module temperature,AM1.5

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature	NOCT	°C	45±2
Temperature Coefficient of Pmax	γ	%/°C	-0.360
Temperature Coefficient of Voc	βvoc	%/°C	-0.330
Temperature Coefficient of Isc	αisc	%/°C	+0.049

OPERATING CONDITIONS

Max.System Voltage	1500V
Max.Series Fuse Rating	15A
Operating Temperature Range	-40°C~85°C
Max static snow load	5400Pa
Max static wind load	3800Pa
Application Class	A

CONSTRUCTION MATERIALS

Front Cover(material/type/thickness)	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell(quantity/material/type/dimension)	144/monocrystalline/ 158.75x79.375mm
Encapsulant(material)	ethylene vinyl acetate(EVA)
Frame(material/anodization color)	anodized aluminum alloy/silver or black
Junction Box(protection degree)	IP68
Cable(length/cross-sectional area)	400mm/4mm²
Plug Connector	MC4 compatible

GENERAL CHARACTERISTICS

Dimension(L/W/H)	2024/1004/40mm
Weight	23.5kg

PACKING CONFIGURATION

Pallet Size(L/W/H)	2065/1120/2470mm
Pallet Weight	1414kg
Pieces per Pallet	56pcs
Pieces per Container	616pcs

INTERNATIONAL CERTIFICATES

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015(Quality management systems)
- ISO 14001: 2015 (Environmental management systems)
- OHSAS 18001: 2015 (Occupational health and safety)

I-V CUAVE

I-V characteristics at different irradiations

I-V characteristics at different temperature

Please read the instruction entirely before handling, installing and operating Ulica Solar modules.

Due to continuous research and development, the specification is subject to change without prior notice.

Figura B.2: Catálogo del fabricante del panel fotovoltaico utilizado en el dimensionamiento, segunda parte. (Fuente: SecondSol [17])

B.2. Inversor híbrido

InfiniSolar E 5.5KW



- Pure sine wave output
- Self-consumption and Feed-in to the grid
- Programmable supply priority for PV, Battery or Grid
- User-adjustable battery charging current suits different types of batteries
- Programmable multiple operation modes: Grid-tie, off-grid and grid-tie with backup
- Built-in timer for various mode of on/off operation
- Built-in 2 strings of MPP trackers
- 60A of AC & PV charge capability
- Optional DC switch

InifiniSolar E 5.5KW On-Grid Inverter with Energy Storage Specification

MODEL	InfiniSolar E 5.5KW
Maximum PV Input Power	6500W
Rated Output Power	5500W
Maximum Charging Power	2880 W
GRID-TIE OPERATION	
PV INPUT (DC)	
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	360 VDC / 500 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	116 VDC / 150 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 13 A
GRID OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC
Output Voltage Range	184 - 264.5 VAC*
Max. Output Current	23.9A*
Power Factor	> 0.99
EFFICIENCY	
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	96%
European Efficiency@ Vnominal	95%
OFF-GRID OPERATION	
AC INPUT	
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC / 180 VAC
Acceptable Input Voltage Range	170 -280 VAC
Maximum AC Input Current	40 A
PV INPUT (DC)	
Maximum DC Voltage	500 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 13 A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC
Output Waveform	Pure sinewave
Efficiency (DC to AC)	93%

Figura B.3: Catálogo del fabricante del inversor híbrido utilizado en el dimensionamiento, primera parte. (Fuente: Voltronic Power [51])

HYBRID OPERATION	
PV INPUT (DC)	
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	360 VDC / 500 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	116 VDC / 150 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 450 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	2 / 2 x 13 A
GRID INPUT	
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC
Output Voltage Range	184 - 264.5 VAC*
Max. Output Current	23.9A*
AC INPUT	
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	120 - 140 VAC / 180 VAC
Acceptable Input Voltage Range	170 -280 VAC
Maximum AC Input Current	40A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)	
Nominal Output Voltage	202/208/220/230/240 VAC
Efficiency (DC to AC)	93%
BATTERY & CHARGER	
Nominal DC Voltage	48 VDC
Maximum Solar Charge Current	60 A
GENERAL	
PHYSICAL	
Dimension, D x W x H (mm)	110 x 450 x 445
Net Weight (kgs)	16
INTERFACE	
External Safety Box (Optional)	RS-232/USB
Communication ports	Optional SNMP, Modbus and AS-400 cards
ENVIRONMENT	
Humidity	0 ~ 90% RH (Non-condensing)
Operating Temperature	0 to 40ºC
Altitude	0 ~ 1000 m**

Figura B.4: Catálogo del fabricante del inversor híbrido utilizado en el dimensionamiento, segunda parte. (Fuente: Voltronic Power [51])

B.3. Baterías de almacenamiento

Rolls — CANADA

FLOODED DEEP CYCLE BATTERY — **8 CS 17P**





Series	5000	Warranty	5 Years
Volts	8	BCI	SPEC
Cells	4	Plates/Cell	17
Terminal Type	Flag		
Included Hardware	S/S Hex Cap Screw, Nut, Lock & Flat Washer		
Size & Thread	5/16"-18		

Charge

Charge Voltage Range	2.45-2.5 V/cell @ 25°C (77°F)
Float Voltage Range	2.25 V/cell @ 25°C (77°F)
Self-Discharge Rate	5%-10% per month at 25°C (77°F)

Capacity

Cold Crank Amps (CCA) 0°F / -18°C	1393
Marine Crank Amps (MCA) 32°F / 0°C	1742
Reserve Capacity (RC @ 25A)	1363 Minutes
Reserve Capacity (RC @ 75A)	454 Minutes

Capacity Affect by Temperature	40°C (104°F)	25°C (77°F)	0°C (32°F)	-15°C (5°F)
	105%	100%	75%	50%

Hour Rate	Capacity / AMP Hour	Current / AMPs
@ 100 Hour Rate	**733 AH**	**7.33 A**
@ 72 Hour Rate	**693 AH**	**9.62 A**
@ 50 Hour Rate	**656 AH**	**13.12 A**
@ 20 Hour Rate	**568 AH**	**28.39 A**
@ 15 Hour Rate	**528 AH**	**35.21 A**
@ 10 Hour Rate	**505 AH**	**50.54 A**
@ 8 Hour Rate	**488 AH**	**61.04 A**
@ 5 Hour Rate	**454 AH**	**90.85 A**
@ 1 Hour Rate	**256 AH**	**255.53 A**

Ampere hour capacity ratings based on specific gravity of 1.280 at 27°C (80°F). Reduce capacities 5% for specific gravity of 1.265 and 10% for 1.250.

Specifications

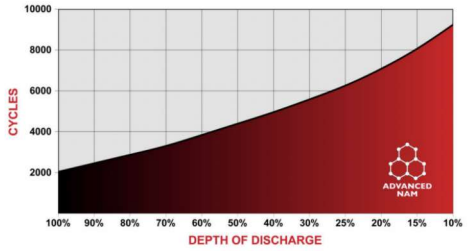
Certified System — SAI GLOBAL — ISO 9001 Quality

Weight	98 kg	216 lbs
Length	71.8 cm	28.25"
Width	21 cm	8.25"
Height Inc. Term.	46.4 cm	18.25"

Product measurements & weights are calculated based on sample data. Individual specifications are subject to vary due to the manufacturing process, battery components & electrolyte levels.

Electrolyte Reserve	95 mm	3.75"
Container (Inner)	Polypropylene	
Cover (Inner)	Polypropylene - heat sealed to inner container	
Container (Outer)	High Density Polyethylene	
Cover (Outer)	High Density Polyethylene snap fit to outer container	
Handles	Molded	

Cycle Life vs. Depth of Discharge



Voltage vs. Depth of Discharge

DISCHARGE	0%	25%	50%	75%	100%
20 HR AH RATE	2.10 V	2.05 V	2.02 V	1.96 V	1.75 V
6 HR AH RATE	2.10 V	2.04 V	2.00 V	1.95 V	1.75 V
1 HR AH RATE	2.10 V	2.03 V	1.99 V	1.94 V	1.75 V

Rev.#3 | May 2019

Figura B.5: Catálogo del fabricante de la batería seleccionada en el dimensionamiento. (Fuente: Battery engineering [26])

B.4. Cableado para instalaciones fotovoltaicas



Figura B.6: Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, primera parte. (Fuente: Natura Energy [29])

TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS

Características eléctricas
BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC

Norma de referencia
EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

Certificaciones
Certificados
CE
TÜV
EN
RoHS

E_{ca}

Características térmicas
Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C

Características frente al fuego
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR, E_{ca} según la norma EN 50575

Características mecánicas
Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.

Características químicas
Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.

Resistencia a los rayos Ultravioleta
Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.

Presencia de agua
Presencia de agua: AD8 sumergida.

Vida útil
Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2

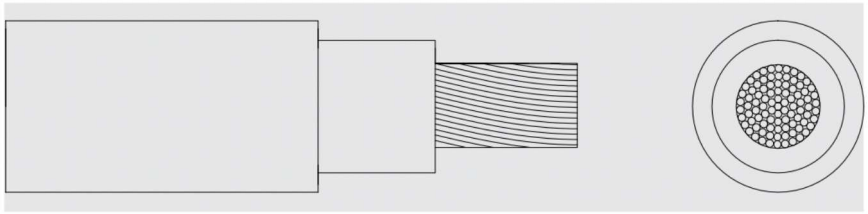
Otros
Marcaje: metro a metro.

Condiciones de instalación
Al aire.
Enterrado.

Aplicaciones
Instalaciones solares fotovoltaicas.

Figura B.7: Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, segunda parte. (Fuente: Natura Energy [29])

TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K



DIMENSIONES

Sección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

SOLAR

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.
Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.
Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).
Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

Figura B.8: Catálogo del fabricante del cableado diseñado para instalaciones fotovoltaicas, tercera parte. (Fuente: Natura Energy [29])

B.5. Cableado para uso industrial



POWERFLEX RV-K

Industrial flexible cable for power transmission.

IEC 60502-1 - UNE 21123-2

CPR COMPLIANT
Construction Products Regulation
EN 50575

E_{ca}

DESIGN

Conductor

Electrolytic copper, class 5 (flexible), based on EN 60228 and IEC 60228.

Insulation

Cross-linked polyethylene (XLPE)

The standard identification of insulated conductors is the following:

1 x	Natural
2 x	Blue + Brown
3 G	Blue + Brown + Green/yellow
3 x	Brown + Black + Grey
3 x + 1 x	Brown + Black + Grey + Blue (reduced cross-section)
4 G	Brown + Black + Grey + Green/yellow
4 x	Brown + Black + Grey + Blue
5 G	Brown + Black + Grey + Blue + Green/yellow

Outer sheath

Flexible PVC, black colour.

APPLICATIONS

Powerflex RV-K cable is suitable for all types of low voltage industrial-type connections, in urban grids, building installations, etc. Its high flexibility makes the installation process substantially easier and, as a result, is particularly suitable for use in difficult layouts. It can be buried or installed in a tube as well as outdoors without requiring additional protection. This cable can withstand damp conditions including total immersion in water (AD7).



Figura B.9: Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, primera parte.
(Fuente: Top Cable [30])



CHARACTERISTICS

Electrical performance
LOW VOLTAGE 0,6/1kV

Standard
IEC 60502-1 - UNE 21123-2

Approvals
CE
SEC
BUREAU VERITAS
AENOR
SASO
RoHS
KEMA KEUR

E_{ca}

Thermal performance
Maximum service temperature: 90°C.
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).

Fire performance
Flame non-propagation based on UNE-EN 60332-1 and IEC 60332-1.
Reduced emission of halogens. Chlorine <15%.
Reaction to fire CPR: E_{ca}, according to EN 50575.

Mechanical performance
Minimum bending radius: x5 cable diameter.
Impact resistance: AG2 Medium severity.

Chemical performance
Chemical & Oil resistance: Good.
UV Resistant: UNE 211605.

Water performance
Water resistance: AD7 Immersion

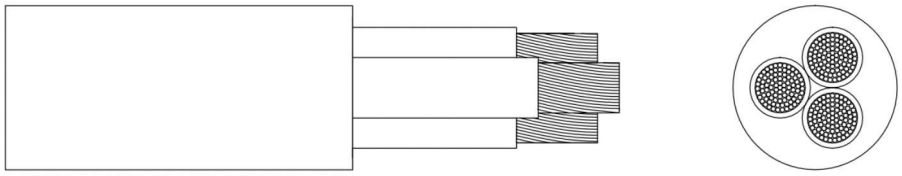
Other
Meter by meter marking.

Installation conditions
Open Air.
Buried.
In conduit.

Applications
Industrial use.
Urban grids.

Packaging
Available in coils (lengths of 100 m) and drums.

Figura B.10: Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, segunda parte.
(Fuente: Top Cable [30])



DIMENSIONS

Cross section (mm2)	Diameter (mm2)	Weight (Kg/km)	Open Air 30°C (A)	Buried 20°C (A)	Voltage drop (V/A · km)
1 x 1,5	5,7	45	23	22	29,5
1 x 2,5	6,2	55	29	29	17,7
1 x 4	6,7	70	40	37	11
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	135	74	61	4,23
1 x 16	9,2	190	101	79	2,68
1 x 25	11	285	135	101	1,73
1 x 35	12,1	385	169	122	1,23
1 x 50	13,8	520	207	144	0,86
1 x 70	15,7	715	268	178	0,603
1 x 95	17,6	925	328	211	0,457
1 x 120	19,2	1.165	383	240	0,357
1 x 150	21,5	1.450	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.750	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.280	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.830	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.735	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.780	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.280	1.088	596	0,064
2 x 1,5	8,2	90	26	26	34
2 x 2,5	9,2	120	36	34	20,4
2 x 4	10,3	165	49	44	12,7
2 x 6	11,3	215	63	56	8,45
2 x 10	13,2	320	86	73	4,89
2 x 16	14,9	450	115	95	3,1
2 x 25	20,8	810	149	121	1,99
2 x 35	22	1.000	185	146	1,42
2 x 50	25,7	1.375	225	173	0,99
2 x 70	29,5	1.880	289	213	0,694
3 G 1,5	8,9	110	26	26	34
3 G 2,5	9,8	145	36	34	20,4
3 G 4	11	200	49	44	12,7
3 G 6	12,1	265	63	56	8,45
3 G 10	14,3	405	86	73	4,89
3 x 16	16,4	595	100	79	2,68
3 x 25	20,7	955	127	101	1,73
3 x 35	23,1	1.275	158	122	1,23
3 x 50	26,8	1.750	192	144	0,86
3 x 70	29,6	2.370	246	178	0,603
3 x 95	35	3.140	298	211	0,457
3 x 120	39,8	4.115	346	240	0,357
3 x 150	44,7	5.130	399	271	0,286

Cross section (mm2)	Diameter (mm2)	Weight (Kg/km)	Open Air 30°C (A)	Buried 20°C (A)	Voltage drop (V/A · km)
3 x 185	49,9	6.285	456	304	0,235
3x16+1x10	17,6	700	100	79	2,68
3x25+1x16	22,7	1.140	127	101	1,73
3x35+1x16	25	1.480	158	122	1,23
3x50+1x25	29,1	2.050	192	144	0,86
3x70+1x35	33,8	2.850	246	178	0,603
3x95+1x50	38,2	3.700	298	211	0,457
3x120+1x70	42,1	4.750	346	240	0,357
3x150+1x70	46,8	5.800	399	271	0,286
3x185+1x95	53,5	7.200	456	304	0,235
3x240+1x120	58,5	9.100	538	351	0,178
3 x 300	62,3	10.100	621	396	0,142
4 G 1,5	9,7	130	23	22	29,5
4 G 2,5	10,7	175	32	29	17,7
4 G 4	12	245	42	37	11
4 G 6	13,4	330	54	46	7,32
4 G 10	15,7	505	75	61	4,23
4 x 16	18,2	750	100	79	2,68
4 x 25	24,1	1.245	127	101	1,73
4 x 35	26,3	1.675	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2.315	192	144	0,86
4 x 70	36,1	3.205	246	178	0,603
4 x 95	40,2	4.130	298	211	0,457
4 x 120	44,6	5.245	346	240	0,357
4 x 150	49,8	6.575	399	271	0,286
4 x 185	56,1	8.050	456	304	0,235
4 x 240	64.5	10.695	538	351	0,178
5 G 1,5	10,4	155	23	22	29,5
5 G 2,5	11,6	215	32	29	17,7
5 G 4	13,2	300	42	37	11
5 G 6	14,7	405	54	46	7,32
5 G 10	17,1	625	75	51	4,23
5 G 16	20,2	935	100	79	2,68
5 G 25	26,6	1.555	127	101	1,73
5 G 35	29,3	2.080	158	122	1,23
5 G 50	34,5	2.895	192	144	0,86
5 G 70	38,7	3.930	246	178	0,603
5 G 95	44,6	5.190	298	211	0,457
5 G 120	49,7	6.560	346	240	0,357
5 G 150	55,6	8.145	399	271	0,286
5 G 185	62,5	9.975	456	304	0,235
5 G 240	71,8	13.210	538	351	0,178

Maximum current capacity according to IEC 60364-5-52.
For other installation conditions, please refer to correction factors in the appendix to this catalogue.
See more technical data on the particular cable specification and on its Declaration of Performance (DoP)
Top Cable reserves the right to carry out any modification to the data sheets whatsoever without giving previous notice.
For more information please contact sales@topcable.com

Top Cable

Figura B.11: Catálogo del fabricante del cableado para el tramo desde el banco de baterías al inversor, tercera parte.
(Fuente: Top Cable [30])

C | LICENCIA

The MIT License (MIT)

Copyright (c) 2016-2017 Jaime C. Rubin-de-Celis

Permission is hereby granted, free of charge, to any person obtaining a copy
of this software and associated documentation files (the "Software"), to deal
in the Software without restriction, including without limitation the rights
to use, copy, modify, merge, publish, distribute, sublicense, and/or sell
copies of the Software, and to permit persons to whom the Software is
furnished to do so, subject to the following conditions:

The above copyright notice and this permission notice shall be included in all
copies or substantial portions of the Software.

THE SOFTWARE IS PROVIDED "AS IS", WITHOUT WARRANTY OF ANY KIND, EXPRESS OR
IMPLIED, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO THE WARRANTIES OF MERCHANTABILITY,
FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE AND NONINFRINGEMENT. IN NO EVENT SHALL THE
AUTHORS OR COPYRIGHT HOLDERS BE LIABLE FOR ANY CLAIM, DAMAGES OR OTHER
LIABILITY, WHETHER IN AN ACTION OF CONTRACT, TORT OR OTHERWISE, ARISING FROM,
OUT OF OR IN CONNECTION WITH THE SOFTWARE OR THE USE OR OTHER DEALINGS IN THE
SOFTWARE.