



Escuela de Ingeniería
Ingeniería Civil Eléctrica

Microrred a base de recursos renovables para el campus de la Universidad de O'Higgins

Gonzalo Alejandro Lecaros Mora

Profesor Guía: Claudio Burgos Mellado

Profesor Co-Guía: Alex Navas Fonseca

Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Eléctrica

Rancagua, Chile

Febrero 2024

Agradecimientos

Agradecer a mi madre y a mi padre por brindarme una educación sólida y por darme las herramientas necesarias para enfrentar los desafíos de la vida. Además, quiero agradecer por guiarme hacia el camino de ser una mejor persona. También quiero agradecer a mi abuela y a mi abuelo, quienes no solo me proporcionaron valiosas herramientas para la vida, sino que también me motivaron a estudiar una carrera relacionada con la electricidad.

Asimismo, agradezco a mis hermanos, quienes me brindaron apoyo durante mi periodo universitario. No puedo dejar de mencionar a mis amigos, quienes constantemente se preocupaban por mí y me apoyaban.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a todos los profesores que fueron parte del proceso de enseñanza que me compartieron su conocimiento. En especial, agradecer a mis dos profesores guía y co-guía, el profesor Claudio Burgos Mellado y el profesor Alex Navas Fonseca, quienes no solo me brindaron orientación constantemente, sino que también jugaron un papel fundamental en la realización de esta memoria.

Finalmente agradecer a los siguientes proyectos. ANID/Vinculación Internacional/FOVI230056 “Sistema de gestión de energía para múltiples microrredes basadas en hidrogeno verde”. ANID/FONDECYT de iniciación 11240510 “Distributed model predictive control for detection and mitigation of Cyber-attacks in hybrid AC/DC microgrids”. ANID/concurso de fomento a la vinculación internacional para instituciones de investigación regionales (modalidad corta duración)/FOVI210023.

Índice

1	Resumen.....	5
2	Introducción	6
3	Objetivo General.....	8
4	Objetivos específicos	9
5	Hipótesis	10
6	Alcances	11
7	Metodología	12
8	Marco teórico y revisión de literatura.....	13
9	Desarrollo.....	15
9.1	Primera etapa.....	15
9.1.1	Movimiento aparente del sol.	15
9.1.2	Potencial de energía renovable.....	17
9.2	Segunda etapa	18
9.2.1	Paneles fotovoltaicos.....	19
9.2.2	Aerogenerador.	20
9.2.3	Inversores.	20
9.2.4	Optimizador	21
9.2.5	Consumo eléctrico Universidad de O'Higgins.....	21
9.2.6	Precio venta de kWh y Ley 20.571.	22
9.2.7	Homer Pro.....	22
9.3	Tercera etapa	26
9.3.1	Inclinación y orientación.	27
9.3.2	Implementación corriente continua a inversor.....	28
9.3.3	Protecciones eléctricas corriente continua.....	29
9.3.4	Conexión a paneles solares fotovoltaicos.....	30
9.3.5	Implementación en zonas seleccionadas.	31
9.3.6	Distancia paneles solares fotovoltaicos edificio B.....	32
9.3.7	Protecciones eléctricas corriente alterna.	32
9.4	Cuarta etapa.....	33

9.4.1	Selección zona inversores.	34
9.4.2	Calibre de cables eléctricos.	35
9.4.3	Línea de distribución.	36
10	Resultados	38
10.1	Factibilidad económica.	38
11	Conclusión y Proyección	41
12	Referencias	43
13	Anexos	46

1 Resumen

El desarrollo de esta memoria se realiza en la Universidad de O'Higgins campus Rancagua. El objetivo de este trabajo es desarrollar una microrred basada en energías renovables para suplir parcialmente el consumo eléctrico, con la finalidad de generar una menor contaminación ambiental.

Es por ello que este estudio realiza el análisis de dimensionamiento de recursos renovables para implementar una microrred basadas en energía solar y eólica. Es importante destacar que este análisis se lleva a cabo en una zona urbana.

Este trabajo incluye diversas tareas, entre las cuales se destacan: la identificación de la zona óptima para la implementación de recursos renovables, el cálculo de la inclinación y azimut ideales para la instalación de recursos solares, la selección de paneles solares y aerogeneradores, el dimensionamiento de una microrred utilizando el software Homer Pro. Seguidamente, con la configuración obtenida en Homer Pro, se lleva a cabo la implementación en el terreno seleccionado. Se calculan los strings apropiados y se investiga el inversor más adecuado para la instalación. Además, se diseña una línea de distribución con el objetivo de suministrar electricidad al campus, se implementan sistemas de protección, como fusibles, termomagnéticos y diferenciales. Finalmente, se realiza un análisis de factibilidad económica del proyecto y se evalúa su huella de carbono. Además, se mencionan algunas ideas para futuros proyectos en la universidad como, por ejemplo, el trackeador solar.

Se ejecuta el proyecto de manera exitosa en el lugar, la planta fotovoltaica genera el 28.6% de la electricidad anual de la universidad, con un costo inicial bajo, logrando disminuir la huella de carbono. Además, resulta ser un proyecto rentable para la universidad.

Palabras claves: microrred, energías renovables, paneles solares, aerogeneradores, Homer Pro, huella de carbono.

2 Introducción

El gran problema actual en el mundo es el sobrecalentamiento que experimenta. Según los registros de la NASA, desde finales del siglo XIX, la temperatura promedio del planeta aumenta, lo que trae como consecuencia el cambio climático. Este fenómeno se manifiesta a través de olas de calor, las cuales incrementan enfermedades como alergias, enfermedades respiratorias, entre otras. Además, provoca catástrofes naturales como huracanes e inundaciones.

El calentamiento global empezó a acelerarse debido a la quema de combustibles fósiles y pérdida de bosques. Otras actividades generadas por el ser humano, como las industrias y el transporte en su gran mayoría, también intensifican este fenómeno. Es por esto que, en el año 2015, se firma un acuerdo internacional conocido como la Conferencia sobre el Cambio Climático de París (COP21). El objetivo de este acuerdo es limitar el calentamiento global a 2 grados centígrados, aunque en la actualidad se considera más ideal alcanzar un límite de 1,5 grados centígrados. Para lograr este propósito, los países se comprometen a reducir al máximo las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el panorama energético, una de las soluciones para combatir el calentamiento global son las energías renovables, tales como la energía eólica, solar, hidroeléctrica, biomasa, etc. La ventaja de utilizar energías renovables radica en que son recursos inagotables y sin contaminantes. Estas fuentes de energía no generan gases de efecto invernadero, contribuyendo así a la reducción del calentamiento global.

Una alternativa que facilita la adaptación a los cambios mencionados anteriormente son las microrredes, las cuales posibilitan la generación, almacenamiento y distribución de electricidad. Estas microrredes tienen la particularidad de estar conectadas a una red eléctrica principal, siendo denominadas como on-grid, o también pueden operar en modo isla, es decir, sin conexión a la red principal off-grid. En el modo isla, la microrred puede funcionar de manera

autónoma, y en ambos modos de operación proporcionan producción y distribución local. Esta versatilidad permite diseñar instalaciones que se ajusten a las necesidades energéticas específicas de cada cliente.

Los componentes fundamentales de una microrred incluyen los siguientes elementos: fuentes de energía renovable, siendo comunes los paneles solares y aerogeneradores. El inversor encargado de transformar la corriente continua (CC) en corriente alterna (AC). No solo realiza esta conversión, sino que también regula la salida para asegurar su correcto funcionamiento, garantizando que sea compatible con los dispositivos. Estos elementos son esenciales para el funcionamiento de una microrred. Además, se pueden incorporar bancos de baterías para almacenar la energía generada por los paneles solares o aerogeneradores. También es posible integrar un generador diésel de manera paralela. Cuando una microrred utiliza más de un tipo de generación, como la energía solar y eólica, se conoce como microrred híbrida.

A continuación, en la Figura 1, se presenta un ejemplo que sintetiza todos los elementos descritos anteriormente.

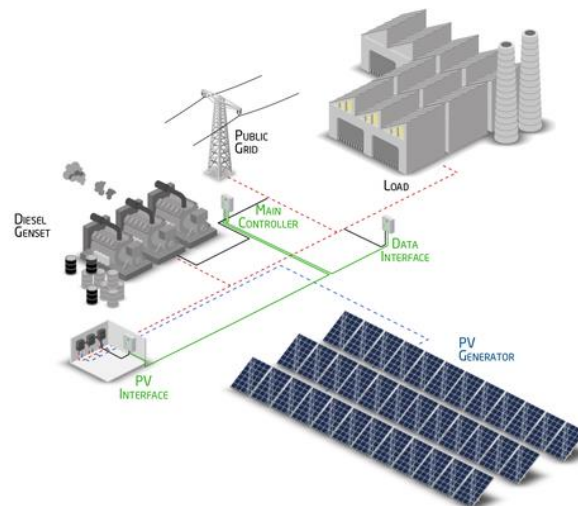


Figura 1: Microrred on-grid a base de energías renovables.

Nota. Extraída de la página: <https://www.th-energy.net/english/platform-renewable-energy-and-mining/hybrid-power-plants/>

3 Objetivo General

- Dimensionar una microrred para suplir de forma parcial el consumo eléctrico de la Universidad de O'Higgins, considerando la combinación adecuada de generación a base de recursos renovables no convencionales para las condiciones climatológicas de la Región de O'Higgins.

4 Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de microrredes propuestas para campus universitarios en Chile.
- Calcular la demanda eléctrica en la Universidad de O'Higgins campus Rancagua y definir la cantidad que se desea suministrar a base de recursos renovables.
- Dimensionar los generadores a base de recursos renovables. Para esto se considera la demanda eléctrica a suministrar y las condiciones climáticas y geográficas de la Universidad de O'Higgins.
- Definir la ubicación para instalar paneles solares y aerogeneradores en la Universidad de O'Higgins.
- Determinar una línea de distribución para conectar los recursos de energía que componen la microrred y suministrar energía a los principales consumos de la Universidad de O'Higgins.

5 Hipótesis

Para la realización de esta memoria se consideran las siguientes hipótesis:

- Es posible diseñar una microrred híbrida en el centro de la ciudad de Rancagua, mediante el análisis de datos climatológicos y geográficos, utilizando la plataforma Homer Pro, con el fin de realizar el diseño de la microrred, considerando la rentabilidad del proyecto.
- Mediante la identificación y selección estratégica de ubicaciones para la instalación de paneles solares y aerogeneradores en la Universidad de O'Higgins, se proyecta un incremento significativo en la obtención de producción de energía renovable.
- La implementación de una línea de distribución para conectar los recursos de energía que componen la microrred en la Universidad de O'Higgins se espera que resulte en un suministro estable de energía hacia los principales consumos, mejorando la sostenibilidad energética del campus.
- Al realizar una revisión bibliográfica de las microrredes integradas en los campus universitarios en Chile, permite mejorar prácticas y obtener lecciones aprendidas que puedan servir como guía para el diseño e implementación eficiente de microrredes en el campus.
- Se plantea que es factible realizar una estimación de la demanda eléctrica en la Universidad de O'Higgins mediante métodos alternativos al monitoreo en un periodo específico. Asimismo, es posible calcular la producción eléctrica final de la microrred.

6 Alcances

- El siguiente proyecto sólo considera el dimensionamiento eléctrico, en otras palabras, las estructuras metálicas no se estudian. Por ende, se centra exclusivamente en la investigación de la generación y distribución de energía.
- El proyecto se dimensiona en el campus Rancagua sin la necesidad de adquirir un terreno.
- Se aprovecha el espacio en desuso de la universidad sin afectar el espacio para los alumnos y académicos de esta.
- Para el dimensionamiento de la microrred, se utilizan elementos que se venden actualmente en el mercado, ya sea nacional o internacional.
- Se utiliza el software Homer Pro para realizar el diseño de la microrred.

7 Metodología

Para llevar a cabo este trabajo, se aplica la siguiente metodología, que consta de cuatro etapas. En la primera etapa, se buscan áreas con el fin de implementar recursos renovables en la universidad, y se investiga la trayectoria del sol con el objetivo de obtener la mayor radiación en cada área. En la segunda etapa, se utiliza el software Homer Pro para diseñar una microrred, teniendo en cuenta los recursos renovables de la primera etapa y evitando el sobredimensionamiento del diseño. En la tercera etapa, con el diseño ya implementado, se realizan trabajos en terreno basándose en los resultados obtenidos. Se calculan los voltajes y corrientes de los paneles solares para obtener los strings, además de determinar la generación de la microrred, que no necesariamente debe ser igual a la obtenida con el software Homer Pro. Finalmente, en la última etapa, se lleva a cabo la línea de distribución desde la generación hasta la distribución de la energía eléctrica. En esta fase, se determina el calibre de los cables necesarios para cada etapa de la microrred, y se investigan sistemas de protección, como interruptores termomagnéticos y diferenciales. La Figura 2 resume de manera sintética el proceso descrito.

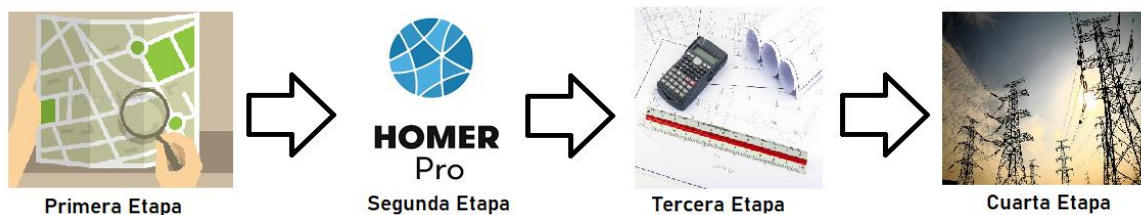


Figura 2: Metodología

Nota. Elaboración Propia

8 Marco teórico y revisión de literatura

Chile está experimentando un constante crecimiento en el ámbito energético. Según la revista energética de Chile, las energías renovables han aumentado un 90% respecto a agosto de 2022.

Lo anteriormente expuesto demuestra el potencial para desarrollar energías limpias. Cada vez es más común observar proyectos energéticos en el país, gracias a su extensa geografía que permite una diversidad de climas. Este aspecto es importante a considerar en los proyectos energéticos, permitiendo la implementación de instalaciones híbridas en las microrredes. Es decir, no depender exclusivamente de un tipo de energía. Según Enel (2022), la Central Azabache consta de dos proyectos energéticos. El Proyecto Fotovoltaico Azabache tiene una potencia instalada de 60,9 MW, mientras que el Parque Eólico Valle de los Vientos cuenta con una potencia instalada de 90 MW. La central representa la primera planta de generación renovable no convencional híbrida en Chile.

En la revista energética de Chile (2023), se publica que la empresa EDF Renewables Chile está llevando a cabo un proyecto energético que incluye un parque eólico con una potencia de 384 MW, junto con instalaciones fotovoltaicas con una potencia de 173 MW, lo que resulta en una suma total de 557 MW. Actualmente, este proyecto se encuentra actualmente en proceso de tramitación ambiental.

Es importante destacar que no solo se realizan proyectos a nivel industrial de producción masiva, sino que cada vez son más comunes en sectores residenciales, universidades, hospitales, etc. Un ejemplo de esto son las siguientes universidades.

En una noticia publicada por Villalón, X. (2014), se informa que la Universidad Católica, campus San Joaquín, ha llevado a cabo la implementación de paneles solares con el objetivo de

reducir la huella de carbono. La potencia instalada es de 15,8 [kWp] (kilowatts peak) en el edificio de la Escuela de Ingeniería. También se ha implementado un segundo proyecto de instalación que corresponde a 9 [kWp] en el Hall Universitario. Según los cálculos realizados, esta implementación aporta el 26% del consumo eléctrico del edificio.

Por medio de la Dirección de Comunicación Estratégica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso (2023). Informa que se está realizando un proyecto en el cual se implementa 1.100 paneles solares, este debería alcanzar una capacidad de generación de 390 [kWp]. Logrando un 33% de las necesidades energéticas del campus. Se espera que su operación inicie en febrero de 2024.

Una publicación en la página web de la Universidad Viña del Mar (2019) señala que se ha llevado a cabo la implementación de 340 paneles solares, los cuales generan aproximadamente un 20% de la energía necesaria para el campus anualmente. Esta iniciativa se ha realizado con el objetivo de disminuir el consumo de combustibles fósiles.

Según una noticia publicada por Comunicaciones OIS U. de Chile (2016), la Universidad de Chile ha inaugurado una terraza solar, incorporando 124 paneles solares semitransparentes con una potencia instalada de 16,12 [kW]. Con esta iniciativa, se logra reducir 10 toneladas de CO₂ al año. Además, esta instalación cumple la función como laboratorio de aprendizaje y experimentación para los estudiantes de la universidad.

Es importante conocer las ventajas energéticas presentes en un lugar determinado. Para algunos proyectos, la energía solar podría ser más beneficiosa, mientras que para otros la energía eólica.

9 Desarrollo

9.1 Primera etapa

La Universidad de O'Higgins es una universidad estatal chilena ubicada en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins, específicamente en la comuna de Rancagua. El campus Rancagua abarca un terreno de aproximadamente 16.000 m², tal como se puede apreciar en la Figura 3.



Figura 3: Fotografía satelital de la Universidad de O'Higgins.

Nota. Obtenida de Google Earth. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

9.1.1 Movimiento aparente del sol.

Se empleó el software El camino del sol para observar la trayectoria solar en invierno y verano en la universidad. En la Figura 4, el camino rojo representa el verano (7 AM – 8 PM). La línea azul muestra la posición del sol en invierno (8 AM – 5PM). La línea naranja muestra el movimiento actual del sol, con la línea amarilla indicando su posición a las 18:12 el 4 de octubre de 2023.

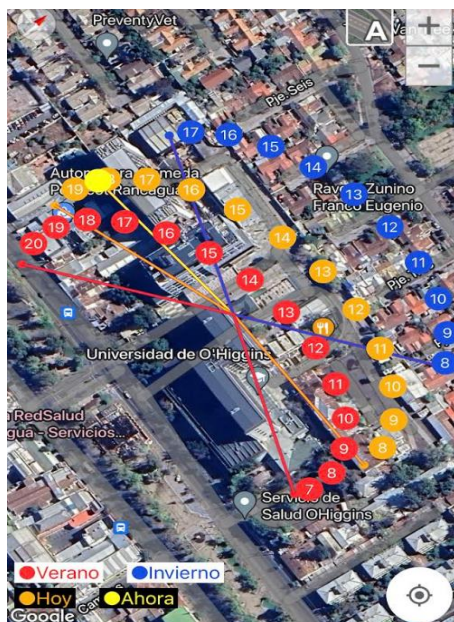


Figura 4: Movimiento aparente del Sol

Nota. Fotografía obtenida de la aplicación El camino del Sol.

En base al conocimiento de la trayectoria del sol y el área disponible en la universidad, se observa que la parte frontal del Campus, cercana a la avenida Libertador Bernardo O'Higgins, está sombreada por el edificio, lo que dificulta la producción de energía solar. Por lo tanto, se optó por considerar la parte posterior del Campus.



Figura 5: Área para utilizar recursos de energía renovable.

Nota. Obtenida de Google Earth. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

En la actualidad, la universidad se encuentra en proceso de reparaciones, razón por la cual el área señalada en la Figura 5 debe considerarse para futuras implementaciones. Además, está la presencia de calles interiores por las cuales transitan camiones, automóviles, motocicletas, etc. Por lo anterior, no es posible construir sobre estos caminos.

Considerando las condiciones, se actualizó la Figura 5 para mostrar exclusivamente las zonas planificadas para la implementación de energías renovables. Estas áreas específicas se detallan en la Figura 6.



Figura 6: Área seleccionadas.

Nota. Obtenida de Google Earth. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

En la Figura 6, se observan 4 áreas destacadas, 3 en color naranja destinadas a la instalación de paneles solares y 1 en color morado para la implementación de turbinas eólicas. Más adelante se detallan las dimensiones de estas áreas.

9.1.2 Potencial de energía renovable.

Se ha explorado el potencial de energía renovable en la universidad utilizando el Explorador Solar y Eólico del Ministerio de Energía. Es conocido que la radiación solar varía de 0

a $7.5 \text{ (kWh/m}^2\text{)}$, mientras que la medición eólica va desde 4.0 hasta 9.0 (m/s) a 100 metros de altura. En la Figura 7 y 8 se presentan dos imágenes de los exploradores con un trazado rojo que indica la superficie de la Universidad. En la Figura 7, se puede apreciar una barra de colores que representa la velocidad del viento en la región. En este caso, la zona aparece en tonos azules, indicando una velocidad del viento aproximadamente 4 (m/s) . En la Figura 8, también se aprecia una barra de colores que ilustra la radiación solar. En la zona de estudio, la radiación solar se encuentra en un rango de 4.5 a $6.0 \text{ (kWh/m}^2\text{)}$.

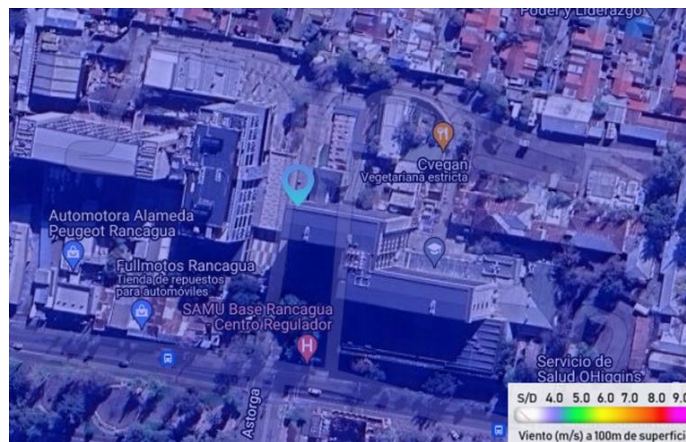


Figura 7: Explorador Eólico. Fuente. (<https://eolico.minenergia.cl/exploracion>)



Figura 8: Explorador Solar. Fuente. (<https://solar.minenergia.cl/exploracion>)

9.2 Segunda etapa

Luego de completar la primera etapa, se avanza en el diseño de la microrred en Homer Pro. La universidad tiene las siguientes coordenadas 34°9.9'S, 70°44.5'W. Se crea la microrred con paneles solares, turbinas eólicas, inversor, red principal y usuario de consumo. Se lleva a cabo una investigación con el fin de identificar los modelos específicos de cada componente. En este proyecto, no se considera la implementación de un banco de baterías, ya que el lugar se encuentra ubicado en una ciudad donde la falta de suministro eléctrico no es un problema recurrente.

9.2.1 Paneles fotovoltaicos.

Se inicia con la búsqueda de paneles fotovoltaicos. Dado que se dispone de tres áreas identificadas en la primera etapa, es fundamental seleccionar los paneles solares que maximizan la producción de energía en estas ubicaciones.

En el mercado actual, existen dos tecnologías de paneles solares: monocristalinos y policristalinos. Aunque ambos generan electricidad a partir de la energía solar, los monocristalinos sobresalen por su mayor eficiencia y vida útil. Por lo tanto, se opta por paneles monocristalinos. Luego, se evalúa la selección entre paneles monofaciales y bifaciales. Los monofaciales capturan energía solo por su parte frontal, mientras que los bifaciales reciben energía por ambos lados, ofreciendo hasta un 25% más de rendimiento. Entonces, se eligen paneles fotovoltaicos monocristalinos bifaciales.

Al buscar paneles bifaciales en el mercado chileno, se encuentra el modelo Tiger Bifacial JKM465M-7RL3-TV de Jinko Solar. Este modelo ofrece una potencia de 465W (STC). Al utilizar el panel de manera bifacial, su potencia puede incrementarse en un rango que va desde 488W hasta 581W, este rango depende de la superficie reflectante. Se entiende por superficie reflectante, la posibilidad de reflejar las longitudes de onda visible, infrarrojas y ultravioletas del sol, permitiendo una alta capacidad de irradiar energía solar.

9.2.2 Aerogenerador.

Una turbina eólica convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante sus hélices del rotor. Existen dos tipos de aerogeneradores: de eje horizontal, más comunes pero costosos, necesitan una gran área de instalación y alto impacto ambiental. Mientras que los de eje vertical generan menos electricidad, son más económicos y tienen un menor impacto ambiental. Este trabajo se enfoca en turbinas de eje vertical debido a su bajo impacto visual y ambiental. Por lo tanto, se elige la turbina modelo S-3000 de Rewindagic, con una potencia de 3.000 W y velocidad mínima de viento requerida de 1.3 (m/s).

En Chile, el Ministerio del Medio Ambiente regula los ámbitos de biodiversidad, descontaminación, impacto visual, etc. Sin embargo, este tema no se discute en este trabajo.

9.2.3 Inversores.

Continuando con el diseño de la microrred, se identifican los inversores/conversores para los paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas. Los inversores transforman la corriente continua (CC) a una salida en corriente alterna (AC) y deben utilizarse para los paneles fotovoltaicos. Por otro lado, para los aerogeneradores, se requieren conversores que permitan transformar la corriente alterna de entrada a una corriente alterna de salida a diferente frecuencia, siempre y cuando esta salida está filtrada y regulada. Los inversores tienen un complejo sistema que permite que cada panel solar funcione en su punto máximo de potencia (MPPT). Además, están compuestos a su vez de un convertidor de tensión CC-CC.

Se elige el inversor modelo WWGIT30 de AMG Power Solutions con una capacidad de 3.000 W para los aerogeneradores, con relación 1:1 de potencia. Permite la conexión a la red para la generación de energía. Para los paneles solares, se empleará el inversor Growatt MAX 50KTL3 LV. La instalación de varios inversores proporcionará una mayor resiliencia en nuestro sistema.

9.2.4 Optimizador

Un optimizador reduce pérdidas de energía en instalaciones fotovoltaicas causadas por sombras u obstáculos momentáneos. Si un objeto proyecta sombra en un panel, su producción disminuye, afectando el string conectado. El optimizador incrementa el voltaje del panel cuando no puede alcanzar su voltaje óptimo, asegurando un rendimiento constante del sistema. Se emplea el optimizador de la marca Tigo Energy modelo TS4-A-O.

9.2.5 Consumo eléctrico Universidad de O'Higgins.

Siguiendo con el diseño de la microrred, ahora se debe obtener el consumo eléctrico de la universidad. Se obtuvo el consumo eléctrico de la Universidad de O'Higgins mediante las boletas de la Compañía General de Electricidad (CGE) durante todo un año. Se analizan los meses de Agosto a Diciembre de 2022 y de Enero a Julio de 2023. El pico de consumo es en Julio con 80.250 kWh, y el mínimo en Febrero con 48.750 kWh, esto se puede observar en la Figura 9.

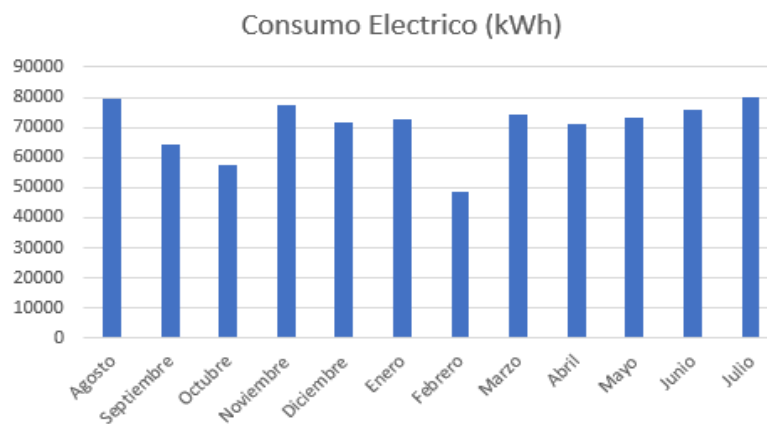


Figura 9: Consumo eléctrico de la Universidad de O'Higgins.

Nota. Elaboración propia.

Para utilizar Homer Pro, el consumo se requiere diariamente. Sumando y dividiendo el consumo anual por 365, se obtiene 2.319,86 kWh/día. Para cubrir la mayor demanda, se evalúa el peor caso en Julio 2023, con 31 días y un consumo diario de 2.589 kWh. Bajo este caso, se considera en el diseño de la microrred.

9.2.6 Precio venta de kWh y Ley 20.571.

También se debe calcular cuál es el precio de venta de kWh desde la Compañía General de Electricidad Distribución hacia la universidad, el cual es de 71 pesos chilenos. Este cálculo se obtiene a través de la boleta emitida por la Compañía General de Electricidad Distribución, se divide entre el gasto en pesos chilenos de la electricidad consumida y la cantidad de kWh consumido. Este dato es solicitado por el software Homer Pro y se utiliza para la red principal. Se deben ingresar los valores de compra kWh y el valor de venta, según la Ley 20.571. Si el cliente está conectado a la red de alta tensión con tarifa AT4.3 (caso actual), sus inyecciones son valorizadas a aproximadamente 50 pesos chilenos el kilowatt hora (\$/kWh). Por lo tanto, en el programa se utiliza como precio de venta 50 pesos chilenos.

Es importante tener en cuenta que este proyecto se respalda en la Ley 20.571 para la Generación Distribuida. Esta ley permite la conexión de equipos de generación eléctrica a la red principal con la finalidad de vender los excedentes.

9.2.7 Homer Pro.

Dado todos los valores obtenidos anteriormente, la implementación de la microrred se lleva a cabo en el programa Homer Pro, tal como se presenta en la Figura 10.

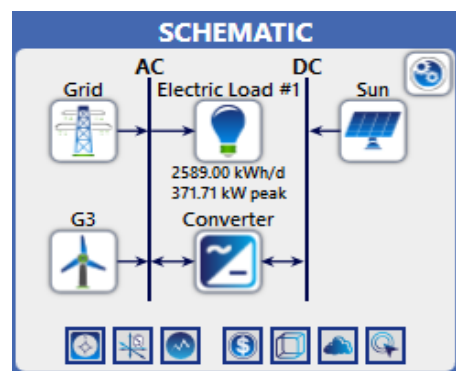


Figura 10: Microrred diseñada en Homer Pro.

Nota. Elaboración propia.

Primero, se inicia con el sector izquierdo, es decir, la sección (AC). En esta sección, se encuentra la conexión de la red principal y el aerogenerador de 3000W. En la zona del medio, se aprecia el consumo eléctrico diario de 2589 kWh con un peak de 371, y el inversor de 50 kW que corresponde a los paneles solares. Solo se utiliza este inversor debido a limitaciones de software. Para finalizar, en la conexión DC se tiene la producción mediante paneles solares.

Se comienza con la implementación de paneles solares utilizando Google Earth (fotografías satelitales realizadas en el año 2023). Se obtiene el perímetro correspondiente a cada figura y de esta forma calcular su área total.

La primera zona a evaluar corresponde a la Figura 11, tiene un perímetro de 183 metros y abarca un área de 1191 m². En este lugar, se implementa paneles solares bifaciales como techo de estacionamiento de automóviles, con el objetivo de generar energía solar y aprovechar eficientemente este espacio, tal como se muestra en la Figura 12.



Figura 11: Zona seleccionada.
Fuente.

(<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)



Figura 12: Paneles solares como techo de estacionamiento. Fuente.

(<http://noticias.espanol.autocosmos.com/2022/11/16/estacionamientos-franceses-deberan-montar-paneles-solares>)

En el sector de la Figura 13, se utiliza paneles solares bifaciales en formato vertical. De acuerdo con estudios realizados por Universidad de Ciencias Aplicadas de Leipzig, se afirma que la instalación de paneles solares en posición vertical (como se muestra en la Figura 14) puede mejorar su eficiencia. El perímetro de esta zona es de 92 metros, con un área de 75 m².



Figura 13: Zona seleccionada.

Fuente.

(<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)



Figura 14: Paneles solares implementación vertical.

Fuente.

(https://www.lespanol.com/omicrofono/tecnologia/20230502/revolucionarias-placas-solares-verticales-potentes-instalan-vallas/758674205_0.html)

La última zona destinada a arreglos de paneles fotovoltaicos corresponde a la Figura 15. Esta implementación es similar a la primera zona seleccionada, pero en este caso, los vehículos serán sustituidos por bicicletas, como se muestra en la Figura 16. La zona tiene un perímetro de 64 metros y un área de 135 m².



Figura 15: Zona seleccionada. Fuente.

(<https://www.google.es/intl/es/earth/index.htm>)

)



Figura 16: Paneles solares techo

bicicleteros. Fuente.

(<https://elpais.com/espana/madrid/2020-12-29/madrid-estrena-tres-estaciones-de-bicimad-alimentadas-por-energia-solar.html>)

Para la instalación de turbinas eólicas, se elige el techo del edificio B, como se observa en la Figura 17. La zona seleccionada cuenta con conductos y máquinas, por lo tanto, solo se calcula la superficie útil, esta es de 178 m².



Figura 17: Implementación turbinas eólicas techo edificio B. Fuente Obtenida de Google Earth.

(<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

El sistema modelado en Homer Pro, como se muestra en la Figura 18, revela una solución que indica que el 31.33% de la generación local proviene de energía solar y eólica. La energía

solar (Sun 510, representada por la barra de color café) genera el 94.8% de la generación total, mientras que la generación eólica (G3, representada por la barra de color verde) es solo el 5.2%. La barra naranja indica la energía suministrada por la red principal.



Figura 18: Generación a base de energías renovables no convencionales.

Nota. Elaboración propia.

9.3 Tercera etapa

Como se observa en la etapa 2, específicamente en la Figura 18, se debe realizar un estudio económico debido a la gran inversión que involucran los generadores eólicos y su poca contribución a generación. Este estudio se utiliza para determinar si la mejor opción es una red híbrida de generación o únicamente de energía solar.

La compra de un aerogenerador tiene un costo de \$828.073 pesos chilenos, mientras que el inversor tiene un costo de \$2.320.764 pesos chilenos, sumando un gasto total de \$3.148.837 pesos chilenos. Si se considera la compra de 16 aerogeneradores, la inversión total asciende a \$50.381.392 pesos chilenos. Dada la considerable inversión y la baja generación obtenida, se

lleva a cabo un análisis económico considerando que el área previamente designada para los generadores eólicos ahora se está cubierta con paneles solares.

Por otro lado, para la implementación de un panel solar fotovoltaico, es indispensable conocer que los inversores de menor capacidad que se encuentran en el mercado son de 1.5kW. Por lo tanto, vamos a determinar el precio total del inversor que se puede colocar en la zona que inicialmente corresponde al techo del edificio donde se instalan los aerogeneradores o paneles solares. En este sector se puede colocar una cantidad de 16 paneles solares fotovoltaicos y usar un inversor de 50 kW, esto no quiere decir que este inversor soporte hasta 16 paneles solares fotovoltaicos.

La adquisición de un panel solar tiene un costo de \$149.000 pesos chilenos, y el inversor tiene un valor de \$4.047.395 pesos chilenos, resultando en un gasto total de \$4.197.295 pesos chilenos. Dado que la zona puede implementar hasta 16 paneles solares, el costo total asciende a \$6.445.795 pesos chilenos.

Según el análisis económico, la mejor implementación para la universidad se limita exclusivamente a paneles solares. El procedimiento detallado de cada uno de los cálculos realizados, junto con los distintos parámetros que intervienen, se encuentra en el anexo.

9.3.1 Inclinación y orientación.

Para realizar la implementación de la red compuesta por paneles solares, es esencial calcular el ángulo azimut e inclinación óptima.

Para el ángulo azimut o ángulo de orientación, es necesario saber el lugar geográfico de la instalación, ya que este ángulo depende de la línea del ecuador. En este caso, el estudio se lleva a cabo en Chile, específicamente la ciudad de Rancagua, corresponde al hemisferio sur. Con

esta consideración, los paneles solares se orientan hacia el norte, en dirección a la línea del ecuador. Para calcular el ángulo de inclinación, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Ángulo de Inclinación} = 3.7 + 0.69 * \text{Latitud} \quad (1)$$

Resolviendo la fórmula anterior, se determina que el ángulo de inclinación que se debe utilizar en la universidad es de 27,26°.

9.3.2 Implementación corriente continua a inversor.

Se utiliza paneles solares bifaciales Jinko Solar Tiger Bifacial 465 Watts y tres inversores Growatt MAX 50KTL3 LV. En anexos, se encuentra la ficha técnica detallada de estos dos elementos.

Definidos el área y los equipos, se requiere organizar los strings. Un string se compone de paneles conectados en serie. Se calcula su corriente y voltaje para evitar dañar a los inversores. El procedimiento detallado de cada uno de los cálculos realizados junto con los distintos parámetros que intervienen se encuentra en el anexo.

Para esto, se calcula la temperatura de la celda mínima en el lugar utilizando la siguiente fórmula:

$$T_{\text{celda mínima}} = T_{\text{amin}} + G_{\text{min}} + \frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \quad (2)$$

Conocer la temperatura mínima de la celda del panel solar es importante, ya que a medida que disminuye la temperatura, el voltaje del panel solar tiende a aumentar, lo cual es fundamental para la estimación precisa de los strings. Utilizando la fórmula, se determina que la temperatura mínima de la celda del panel solar es de 3,25°C.

Con el valor de la temperatura de celda mínima, se puede calcular el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) del panel solar. Este valor permite tener un rango de valores para la implementación del string correspondiente del inversor. Para ello, se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_{oc}(T_{cmin}) = V_{oc} - 2.3 * 10^{-3} * (T_{cmin} - 25^{\circ}C) * NC \quad (3)$$

El valor V_{oc} de la temperatura mínima es de 59.8039 V. El inversor seleccionado tiene integrado 6 MPPT (Maximum Power Point Tracking), lo que permite obtener la máxima potencia de los paneles solares. El rango para utilizar el MPPT es de 200V hasta 1000V. Por lo tanto, se debe calcular cuántos paneles solares soporta el MPPT utilizando la siguiente fórmula:

$$String = \frac{1000 V}{59.8039 V} \quad (4)$$

Resolviendo la fórmula anterior, se determina que el string está compuesto de 16 paneles solares. Para finalizar, se calcula la corriente de cada string, considerando que el inversor soporta hasta un máximo de 26 A. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{sc} (panel solar) = G_{max} * \frac{I_{sc}(panel solar)'}{G'} \quad (5)$$

Al resolver la fórmula anterior, se obtiene que cada string tiene una corriente de aproximadamente 14.05 A. Dado que el inversor soporta una corriente máxima de 26 A, solo se puede instalar un string por MPPT.

9.3.3 Protecciones eléctricas corriente continua.

Antes de realizar la conexión de los paneles solares al inversor, debemos implementar protecciones eléctricas, que son las siguientes:

- 1.- Fusible
- 2.- Protector de sobretensiones
- 3.- Interruptor DC

El fusible protege la instalación fotovoltaica permitiendo la corriente hasta un punto específico, si este punto se excede, se quema y aísla este string. Los protectores de sobretensiones resguardan los dispositivos ante picos de tensión. Agregaremos un interruptor DC para desenergizar un string durante el mantenimiento, evitando apagar el inversor. Para calcular las protecciones, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Tensión: } Voc * N^{\circ}\text{Paneles} * 1.2 \quad (6)$$

$$\text{Corriente: } Isc * 1.25 \quad (7)$$

Resolviendo las dos fórmulas anteriores, se concluye que se necesita instalar fusibles de 1000 V y 15 A, una protección de sobretensiones de 1000Vdc, y un interruptor DC de 1000Vcc y 20 A. Aunque el inversor ya incluye estas protecciones, se recomienda instalarlas, ya que el tiempo necesario para reemplazar un fusible, protector de sobretensiones, etc., es menor que el requerido para cambiar un inversor.

9.3.4 Conexión a paneles solares fotovoltaicos.

La conexión de los paneles solares utiliza una técnica llamada leapfrog wiring o salto de rana para ahorrar costos de cableado, logra un ahorro aproximado de 14 metros de cable. Esta técnica permite economizar en el proceso de cableado en comparación con el tradicional. El cable de los paneles debe tener una longitud mínima de 1200 mm o 1400 mm, y el panel solar

seleccionado permite personalizar la longitud, eliminando problemas de longitud mínima requerida.

9.3.5 Implementación en zonas seleccionadas.

Una vez realizado los cálculos de los string, paneles solares fotovoltaicos, inversor y conexión, según la observación de la Figura 19, se detalla cuántos paneles solares alcanzan en cada sector seleccionado.



Figura 19: Áreas seleccionadas.

Fuente. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

- Área Naranja: Se instalan 192 paneles solares, distribuidos en tres filas de 64 paneles solares cada una.
- Área Verde: Se colocan 32 paneles solares, organizados en dos filas de 16 paneles solares cada una.
- Área Rojo: Se implementan 48 paneles solares, distribuidos en dos filas de 24 paneles solares cada una.
- Área Morada: Se instalan 16 paneles solares en una sola fila.

9.3.6 Instalación paneles solares fotovoltaicos edificio B.

La única diferencia que existe en esta implementación es que en el techo se deben instalar con una separación. Notar que anteriormente, se decidió reemplazar los aerogeneradores por paneles solares. Para este cálculo se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Distancia entre paneles} = L * (\cos(i) + \frac{\sin(20)}{\tan(a)}) \quad (8)$$

Aplicando la fórmula previa, se determina que la distancia entre los paneles solares debe ser de 1.484 metros.

9.3.7 Protecciones eléctricas corriente alterna.

Anteriormente, se realizaron los cálculos de las protecciones para la corriente continua (CC), ahora se presentan los cálculos de la corriente alterna (AC). Es importante destacar esto, ya que existen protecciones tanto para AC como para CC. Entonces, para las protecciones de corriente alterna, se utilizan las siguientes:

- 1.- Interruptor de Caja Moldeada
- 2.- Interruptor diferencial

El interruptor de caja moldeada protege contra sobrecargas y cortocircuitos, mientras que el interruptor diferencial detiene corrientes ante fallas o fugas. Para determinar las protecciones adecuadas, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Corriente Interruptor} = I * 1.15 \quad (9)$$

Con la solución de la fórmula anterior, se obtiene una corriente de aproximadamente 92.17 A. Para esta microrred, es necesario implementar un interruptor automático de caja

moldeada que soporte 4x100 A, un interruptor diferencial aguante 4x100 a 300 mA y se añadirá un medidor bidireccional.

9.4 Cuarta etapa

En la instalación, primero se conectan las salidas del inversor al interruptor de caja moldeada, seguido está el interruptor diferencial, como se muestra en la Figura 20.

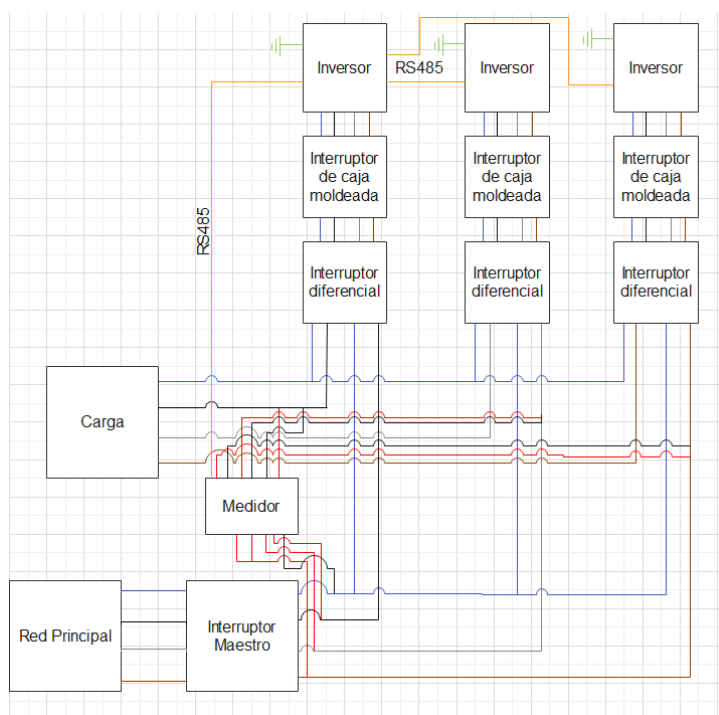


Figura 20: Implementación carga y red eléctrica.

Nota. Elaboración propia.

En este punto, es importante tener en cuenta que la instalación de los inversores consiste en tres unidades de iguales características, con la misma cantidad de paneles solares. Por lo tanto, se debe instalar de la siguiente manera, para el primer inversor, se conecta la carga con el neutro y fase 1. Los dos cables restantes se conectan a la red principal con el neutro y fase 1. En cuanto al segundo inversor, se utilizan las salidas de carga, neutro y fase 2, y para la red principal, se sigue la misma configuración con neutro y fase 2. De manera similar, el tercer inversor se

conecta con neutro y fase 3 para la carga, y para la red principal, se utiliza la misma configuración con neutro y fase 3. Estos inversores están comunicados entre sí por un puerto RS485, generando así un inversor maestro. Este inversor maestro debe conectarse al medidor bidireccional mediante un puerto RS485 para también mantener comunicación con el medidor.

9.4.1 Selección zona inversores.

Los tres inversores se instalan en un lugar fijo, sin estar expuestos directamente a la luz solar. Se debe mantener una distancia mínima de 20 cm entre inversores lateralmente y 50 cm verticalmente, al mismo nivel de altura, para permitir la circulación de aire en los disipadores. Se instala una bodega ventilada cuya ubicación designada se muestra en la Figura 21. En el interior de la bodega, se almacena los inversores y las protecciones, resaltado con un color amarillo claro.



Figura 21: Zona inversores.

Fuente. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

Es fundamental instalar correctamente los cables tierra para las secciones de corriente continua (CC) y corriente alterna (AC) del inversor, evitando la conexión de ambos al mismo punto. Cada cable tierra debe ser independiente, manteniendo una distancia mínima entre las picas. La implementación adecuada del cable tierra debe seguir las siguientes normas NCh4 ELEC

99, RPTD N°06 Puesta a tierra y especialmente la norma de protección contra rayos IEC 62305. Aunque no se abordó en el estudio por falta de herramientas para estudios de resistividad del suelo, una opción sería conectar los cables tierra a la pica correspondiente de la universidad para AC y CC. En caso de no contar con una, se debe realizar una con las normas descritas anteriormente.

9.4.2 Calibre de cables eléctricos.

En cuanto al cableado de la línea continua, es necesario calcular las distancias en cada lugar. Para ello, se observa la Figura 22, y se utiliza Google Earth para obtener las distancias precisas de cada ubicación.



Figura 22: Zona paneles solares e inversores.

Fuente. (<https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>)

En la Figura 22, se pueden observar las distancias entre los paneles solares y la red eléctrica con respecto al inversor (color rojo claro), además, se han agregado líneas para representar la distancia entre cada sector con respecto al inversor. La distancia entre el inversor y el área de color naranja es de 104 metros. Para el área de color verde, la distancia entre el inversor y los paneles solares es de 52 metros. En el área de color amarillo, la distancia entre el

inversor y los paneles solares corresponde a 30 metros. En el área de color morado, la distancia entre el inversor y los paneles solares corresponde a 98 metros. Para concluir, la distancia entre el inversor a la red eléctrica (edificio) es de 125 metros.

Una vez medidas las distancias de cada lugar, se emplean las siguientes fórmulas para determinar el calibre adecuado de cada instalación:

$$M_{cc} = 2 * L * \frac{I}{44 * V * 1.5} * 100 \quad (10)$$

$$M_{ac} = \sqrt{3} * 2 * L * \frac{I}{44 * V * 2} * 100 \quad (11)$$

Después de resolver la fórmula, se determina el uso de un cable de calibre 4 mm² (AWG 12) de cobre para corriente continua y un cable de calibre 107,2 mm² (AWG 4/0) de cobre para corriente alterna. Se adjunta el cálculo detallado en la sección anexos.

9.4.3 Línea de distribución.

La línea de distribución o también llamada red de distribución, suministra energía desde la subestación hasta los usuarios finales. En el proyecto, la universidad y la red eléctrica son los usuarios finales. En Chile, la norma RPTD N°02 clasifica las líneas eléctricas en baja, media, alta y extra alta tensión (SEC, 2020). El estudio en la Universidad de O'Higgins se centra en un sistema de baja tensión.

Según la norma RPTD N°13, las líneas eléctricas aéreas de baja tensión se instalan sobre estructuras como torres, postes de hormigón, postes de hierro, postes de madera u otros. Sin embargo, este tema no se aborda en este trabajo, ya que se deben realizar cálculos de ruptura, cargas, suelo, etc.

El cable de calibre 4 mm² para la instalación de corriente continua pesa 65kg/km. Para la distancia de 104 metros, el peso total del cable es 6.76kg, para la distancia de 52 metros, es de 3.38kg, a una distancia de 30, es de 1.95kg y para una distancia de 98 metros, es de 6.37 kg.

El cable que se implementa en la instalación de corriente alterna tiene un calibre de 107,2 mm² y un peso de 953.1 kg/km. La distancia es de 125 metros, el peso de esta línea corresponde a 476.4 kg por inversor.

Otra opción de línea de distribución es el cableado subterráneo, un cable enterrado bajo tierra, es una opción estética y de menor impacto con el entorno. Pero la implementación es mucho mayor con respecto al cableado aéreo, es por esto que no se selecciona esta idea.

10 Resultados

Esta implementación logra una producción diaria de 720,74 kWh y una producción anual de 263.071 kWh, lo que permite generar el 28.6% del consumo eléctrico en la universidad. El cálculo anterior se realiza con Explorador Solar, ya que se tienen los datos técnicos de cada elemento, como los paneles solares fotovoltaicos, inversores, inclinación y azimut. Además, se utiliza un albedo del 20%, considerando que el proyecto se lleva a cabo en una zona urbana.

Dado que hemos obtenido la producción anual, ahora podemos calcular la reducción en la huella de carbono de este proyecto mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Huella de Carbono} = U \text{ kWh} * 0,1908 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} \quad (12)$$

Al resolver la fórmula, se determina que este proyecto logra una reducción del 28.6% en la huella de carbono.

Recapitulando el documento, el proyecto se lleva a cabo en la Universidad de O'Higgins y consta de 288 paneles solares bifaciales generando una potencia pico de 133.920 W. Se utiliza una inclinación de 27,26°. La implementación incluye tres inversores, cada uno con 6 MPPT, permitiendo la instalación de un string de 16 paneles solares en cada MPPT. Los calibres que se deben utilizar para la corriente continua son de 4 mm², mientras que para la corriente alterna es de 107,2 mm². Con el objetivo de determinar la viabilidad económica del proyecto, se realiza un análisis de factibilidad.

10.1 Factibilidad económica.

En esta sección se presentan los resultados del análisis de factibilidad económica, que permite determinar si el proyecto es económicamente viable. Se calcula la inversión inicial, ingresos, costos, gastos y depreciación. Dado que el proyecto tiene una vida útil de 25 años, se

proyecta la tasa de crecimiento del precio del kWh, se considera el deterioro de la producción de las placas fotovoltaicas. Con esta información, se efectúa los cálculos del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) mediante la aplicación Excel. Para evaluar la factibilidad económica, se usa la Unidad de Fomento (UF), una medida económica comúnmente utilizada en Chile para ajustar y proteger el valor del dinero frente a la inflación.

Para calcular la inversión inicial se calcula considerando todos los elementos necesarios para la construcción de la microrred, excluyendo estructuras metálicas, postes de hormigón u otros materiales, como se menciona anteriormente.

En cuanto a los ingresos, se proyecta el precio del kWh a 25 años. En mayo de 2023, la Universidad de O'Higgins compra la energía a \$86.66 pesos chilenos por kWh. Según la Ley 21.472, del 19 de julio de 2022, los precios traspasables a clientes regulados se definen en fijaciones del artículo 158 desde el primer periodo tarifario del 2023. Para consumos mensuales superiores a 500 kWh, los precios será los de nudo promedio de la fijación tarifaria respectiva (Energía, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2022). El día 12 de abril, se actualiza el precio nudo promedio, con un aumento del 16.5% para clientes con consumos mayores a 500 kWh.

En los ingresos, existen dos componentes: el consumo de la energía producida por la planta y la venta de los excedentes de ésta. Para realizar un análisis real, se debe obtener el consumo por hora de la universidad durante todo un año. Dado que la memoria se realiza en un tiempo menor a un año, no fue posible realizar esta estimación. Por este motivo, se estima que el 90% de la producción total se consume, mientras que el restante es de excedentes. Se utiliza el 10% debido a que la Universidad de O'Higgins no realiza clases los días sábado y domingo, por lo cual, se tiene un gasto energético menor y en estos días se podrían producir excedentes.

La producción total de la planta fotovoltaica disminuye con el tiempo, siendo un deterioro del 0.55% anual según la ficha técnica del fabricante de las placas solares.

En costos se incluye el costo de limpieza de paneles solares, este se realiza cada 4 meses, con un valor de \$300 pesos chilenos por metro cuadrado. También se considera la presencia de un técnico para el mantenimiento de la planta y la adquisición de elementos de la microrred que deben ser reemplazados por desgaste.

El Valor Actual Neto (VAN) mide la rentabilidad monetaria de un proyecto, y la Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la rentabilidad en porcentaje. Se emplea una tasa de descuento del 10%, común en este tipo de proyectos. Con la tabla del anexo y utilizando las herramientas de Excel, se logran calcular el VAN y TIR, observar Tabla 1.

VAN	TIR
14.602,46 UF	38%

Tabla 1: VAN y TIR.

Nota. Fuente propia.

Con el resultado de la Tabla 1, se concluye que es rentable realizar el proyecto fotovoltaico en la Universidad de O'Higgins.

11 Conclusión y Proyección

La principal problemática que se resuelve con este proyecto es la instalación de recursos renovables en la universidad sin afectar a los espacios comunes de los estudiantes o académicos. Por esta razón, se identificaron lugares óptimos para la instalación. Con el objetivo de obtener el máximo beneficio, se opta por la instalación de paneles solares bifaciales para generar una mayor cantidad de energía eléctrica. Se implementan protecciones eléctricas para garantizar el funcionamiento seguro del proyecto, y se dimensionaron los calibres de los cables necesarios. Aunque no se logra dimensionar la red de distribución, se explican las normativas que rigen su instalación y la carga que esta línea debe soportar. Se logra crear una microrred a base de energía solar, con una potencia pico de 133.920 W proveniente de 288 paneles solares.

Esta implementación representa un gran beneficio para la universidad, ya que se disminuye la huella de carbono y suple en un 28.6% el gasto energético. La implementación de esta propuesta tiene un costo bajo que corresponde a un costo inicial de 2.219,31 UF, en comparación a las soluciones del programa Homer Pro. El VAN que se obtiene con esta implementación es de 14.602,46 UF y el TIR es de un 38%. La instalación es simple y se puede llevar a cabo por personal chileno. La implementación del proyecto no debe ser un problema, ya que existe un mercado extenso de empresas en este rubro. Siempre se debe tener en cuenta las normas chilenas para las instalaciones y los elementos eléctricos autorizados por la SEC, esto se discutió en cada punto a lo largo del documento.

Este proyecto beneficia a los futuros alumnos de la universidad que se quieran desempeñar en el área de energías renovables, ya que podrán realizar mediciones en terreno. Actualmente, en Chile se está llevando a cabo la transición energética de manera rápida, esto pide a los profesionales, un arduo camino en el sector de energías renovables. En la Región de O'Higgins específicamente se están llevando a cabo varios proyectos energéticos, por lo cual es beneficioso para el alumno.

Una ventaja de esta propuesta es que se puede seguir expandiendo este proyecto con más instalaciones. Se propone como trabajo futuro analizar la instalación de paneles fotovoltaicos en las murallas de edificios con el objetivo de obtener una mayor generación solar. De esta manera no afecta en espacio y se beneficia la producción eléctrica en el sector.

Un futuro proyecto que se puede llevar a cabo es la realización de un trackeador solar, este corresponde a una estructura móvil que permite aumentar la eficiencia del panel en distintas horas del día. Se tiene que crear un algoritmo que calcule la producción del panel en distintos puntos e integrarlo a una pieza móvil que permita mover de manera óptima el arreglo de paneles solares.

12 Referencias

- Ministerio de Desarrollo Social. (2017). Estimación del Precio Social del CO2. Retrieved December 22, 2023, from <https://sni.gob.cl/storage/docs/Precio%20Social%20del%20CO2.pdf>
- Generadoras: Vertimiento de energías renovables alcanza 967,3 GWh durante 2023. (n.d.). Revistaei.cl. Retrieved December 22, 2023, from <https://www.revistaei.cl/2023/09/21/generadoras-vertimiento-de-energias-renovables-alcanza-9673-gwh-durante-2023/>
- InvestChile. (n.d.). Enel inicia operación de su primera central renovable híbrida en Chile. Gob.Cl. Retrieved December 22, 2023, from <https://blog.investchile.gob.cl/bloges/enel-primera-central-renovable-hibrida-chile>
- Proyecto híbrido de EDF Chile en Antofagasta inicia tramitación ambiental – Electricidad. (n.d.). Revistaei.cl. Retrieved December 22, 2023, from <https://www.revistaei.cl/2023/09/20/proyecto-hibrido-de-edf-chile-en-antofagasta-inicia-tramitacion-ambiental/>
- La UC comienza instalación de paneles solares en edificios de campus San Joaquín – Ingeniería UC. (2014, January 10). Ingeniería UC. <https://www.ing.uc.cl/noticias/la-uc-comienza-instalacion-de-paneles-solares-en-edificios-de-campus-san-joaquin/>
- Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. (n.d.). Universidad construye la segunda planta solar universitaria más grande de Chile. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Retrieved December 22, 2023, from <https://www.pucv.cl/pucv/noticias/destacadas/pucv-cuenta-con-la-segunda-planta-solar-universitaria-mas-grande-de-chile>

Universidad Viña del Mar (UVM). (n.d.). UVM es la primera universidad de la región en instalar planta fotovoltaica» Universidad Viña del Mar (UVM). Retrieved December 22, 2023, from <https://www.uvm.cl/noticias/uvm-es-la-primer-universidad-de-la-region-en-instalar-planta-fotovoltaica/>

Universidad de Chile inaugura terraza solar con tecnología única en el país. (2016, May 19). Uchile.cl. <https://ingenieria.uchile.cl/noticias/121707/u-de-chile-inaugura-terraza-solar-con-tecnologia-unica-en-el-pais>

Natura Energy es especialista en paneles solares e importador Victron Energy. (2021, March 16). El Futuro de la Energía Fotovoltaica: Paneles Solares Bifaciales. Natura Energy es especialista en paneles solares e importador Victron Energy, Growatt, Pylontech, Ultracell, Voltronic. <https://www.naturaenergy.cl/article/el-futuro-de-la-energia-fotovoltaica-paneles-solares-bifaciales>

Net Billing. (n.d.). Autogeneración. Retrieved December 22, 2023, from https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=245

Marinero, I. (2023, May 2). Las revolucionarias placas solares verticales: son más potentes y se instalan fácil en las vallas del jardín. El Español. https://www.elespanol.com/omicron/tecnologia/20230502/revolucionarias-placas-solares-verticales-potentes-instalan-vallas/758674205_0.html

Han, Z. (2023, October 18). Conectar Inversores en Paralelo para Aumentar la Potencia. PowMr. <https://powmr.com/es/blogs/news/parallel-inverters-and-expandable-solar-system>

(N.d.). Sec.Cl. Retrieved December 22, 2023, from https://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/tableros.pdf

Generales, C. (n.d.). 10.- PUESTAS A TIERRA. Sec.Cl. Retrieved December 22, 2023, from https://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_norma4/tierra.pdf

BS EN IEC 62305 Norma de protección contra rayos. (2018, July 24). Surge Protection Device; Wenzhou Arrester Electric Co., Ltd. <https://www.lsp-international.com/es/bs-en-iec-62305-lightning-protection-standard/>

Victor M. Ponce, Anil K. Lohani, Patrick T. Huston (2018). Albedo y recursos hídricos: El impacto hidroclimatológico de las actividades humanas. Retrieved December 22, 2023, from https://ponce.sdsu.edu/albedo_y_recursos_hidricos.html

ROOS. J. (2020) SERVICIO DE LIMPIEZA ROBOTIZADA DE PANELES SOLARES PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS (PARTE I). Retrieved December 22, 2023, from <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/184779/Tesis%20-%20Jose%20Roos%20-%20Parte%20I.docx.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Gamboa. A (2019). TARIFICACIÓN COSTO-REFLECTIVA PARA LA INVERSIÓN Y OPERACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA. Retrieved December 22, 2023, from <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/173344/Tarificaci%C3%B3n-costo-reflectiva-para-la-inversi%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-%C3%B3ptima-de-la-generaci%C3%B3n-distribuida.pdf?sequence=1>

13 Anexos

13.1 Como se ha expresado en el texto, en esta sección se exponen detalladamente los cálculos de las fórmulas expresadas en el mismo. Se inicia con el cálculo del ángulo de inclinación y orientación. Para encontrar la inclinación optima, se utiliza la siguiente formula:

$$\text{Ángulo de Inclinación} = 3.7 + 0.69 * \text{Latitud} \quad (1)$$

La universidad está en la latitud $-34,15^\circ$ y longitud -70.7° . Debe indicarse la latitud acompañado de un signo positivo, ya que, si colocamos el ángulo negativo, la inclinación será negativa, esta no será la adecuada para nuestra instalación. Por lo tanto, quitamos el signo negativo.

$$\text{Ángulo de Inclinación} = 3.7 + 0.69 * 34,15^\circ$$

$$\text{Ángulo de Inclinación} = 27,26^\circ$$

De esta manera, se determina el ángulo de la inclinación de los paneles.

Continuaremos con los cálculos de la temperatura mínima, Voc (T_{cmin}), String e Isc (panel solar). Para obtener la temperatura mínima de la celda, se debe determinar cuál fue la temperatura mínima en Rancagua durante el año 2023. Para esto, se realiza una búsqueda en internet y se encuentra que la temperatura mínima fue de -3°C , como se observa en la Figura 23. En la Figura 24, se puede observar la irradiación máxima en la ciudad de Rancagua. Por último, en la Figura 25 y Figura 26, se encuentran los datos de las fichas técnicas del panel solar e inversor.

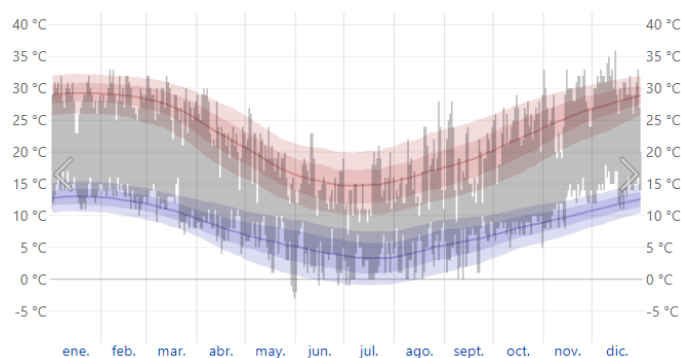


Figura 23: Temperatura.

Fuente. (<https://es.weatherspark.com/y/26519/Clima-promedio-en-Rancagua-Chile-durante-todo-el-a%C3%B1o>)

Macrozona Valle Central Interior

Radiación solar, máximas mensuales (w/m2)													
Comuna	Estación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Chimbarongo	Chimbarongo	976,0	802,0	682,0	559,0	635,0	531,0	554,0	853,0	944,0	991,0	1201,0	1172,0
Nancagua	Nancagua 2	1148,0	940,0	904,0	896,0	663,0	652,0	659,0	752,0	990,0	1055,0	1361,0	1051,0
San Vicente	El Tambo INIA	929,0	909,0	825,0	720,0	608,0	562,0	558,0	684,0	805,0	943,0	1033,0	946,0
Mostazal	Mostazal	1123,1	975,6	895,6	793,1	645,6	560,6	663,1	975,6	1075,6	1183,1	1128,1	1124,4
Graneros	Graneros Norte	1141,0	1044,0	946,0	756,0	700,0	605,0	677,0	983,0	889,0	1158,0	1169,0	1213,0
Codegua	Codegua Norte	1296,0	1013,0	1025,0	851,0	726,0	645,0	814,0	773,0	930,0	1304,0	1234,0	1266,0
Codegua	Codegua	1140,6	1079,4	1096,9	938,1	680,6	644,4	853,1	814,4	1050,6	1185,6	1198,1	1198,1
Rancagua	Punta Cortes	1229,0	1062,0	1155,0	904,0	758,0	821,0	796,0	895,0	1160,0	1204,0	1267,0	1097,0

Figura 24: Irradiación solar máxima.

Fuente. (<http://www.agroclima.cl/InformesRegionales/Radiacion.aspx?IdReg=6>)

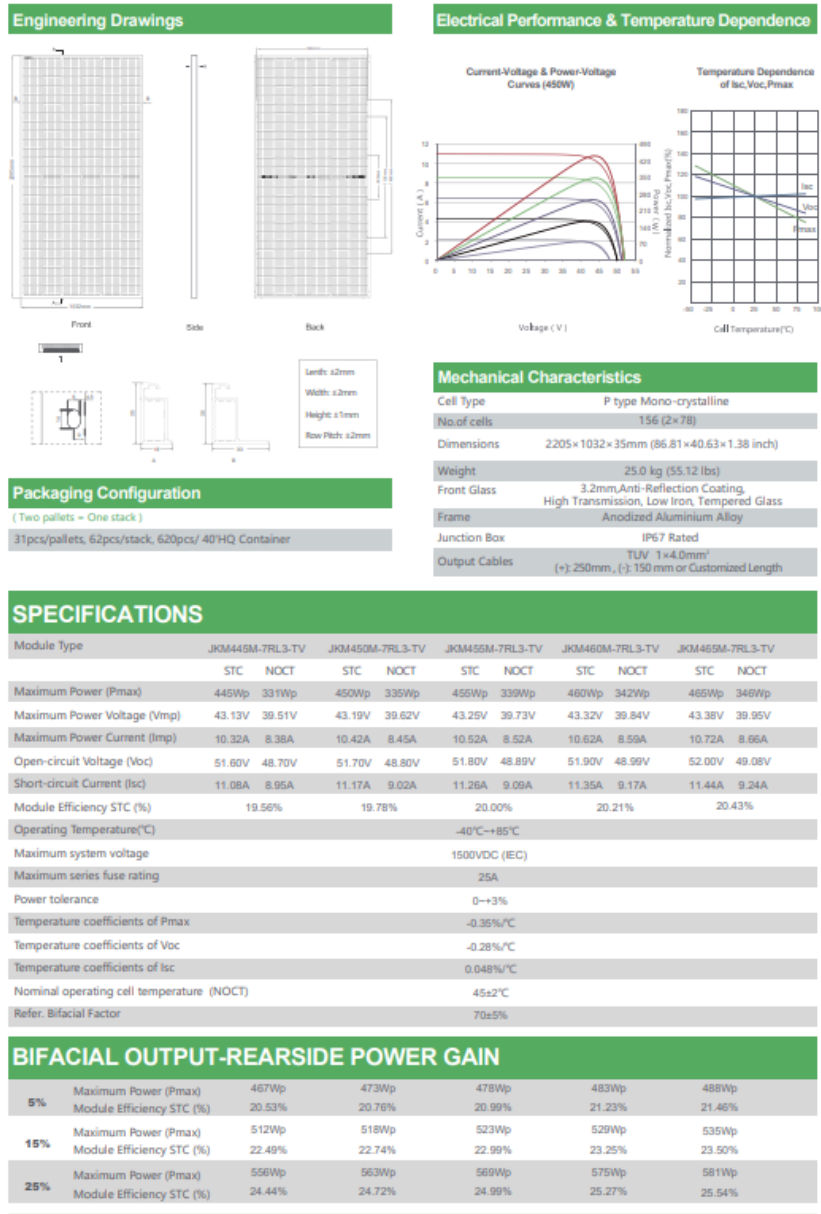


Figura 25: Ficha técnica panel solar.

Fuente. (<https://www.jinkosolar.com/uploads/TR%20JKM445-465M-7RL3-TV-A1.1-EN.pdf>)

Datasheet	MAX 50KTL3 LV	MAX 60KTL3 LV	MAX 70KTL3 LV	MAX 80KTL3 LV
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	75000W	90000W	105000W	120000W
Max.DC voltage	1100V			
Start voltage	250V			
Nominal voltage	585V	585V	600V	600V
MPPT voltage range	200V-1000V			
No. of MPP trackers	6	6	7	7
No. of PV strings per MPP tracker	2			
Max. input current per MPP tracker	26A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	32A			
Output data (AC)				
AC nominal power	50000W	60000W	70000W	80000W
Max. AC apparent power	55500VA	66500VA	77700VA	88800VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	80.5A	96.6A	112.7A	128.8A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W+N+PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.8%	98.8%	99%	99%
European efficiency	98.4%	98.4%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
String monitoring	Yes			
AFCI protection	Optional			
General data				
Dimensions (W / H / D)	86Q/60Q/300mm			
Weight	82kg	82kg	86kg	86kg
Operating temperature range	-25°C ... +60°C			
Self-consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP65			
Relative humidity	0-100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4(MC4)(Optional)			
AC connection	Cable gland+OT terminal			
Display	LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /WIFI /RF/GPRS	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			

Figura 26: Ficha técnica inversor.

Fuente. (https://enertik.com/wp-content/uploads/sites/2/documentos/folleto/max-50_80ktl3-lv-datasheet.pdf)

Conociendo la temperatura mínima y teniendo en cuenta que la irradiancia mínima es un valor estándar de 200 W/m², se procede a calcular la temperatura mínima de celda utilizando la fórmula 2:

$$T_{\text{celda mínima}} = T_{\text{amin}} + G_{\text{min}} + \frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \quad (2)$$

Donde,

T_{amin} = Temperatura ambiente mínima.

G_{min} = Irradiancia mínima.

$NOCT$ = Temperatura nominal de funcionamiento de la celda.

Los valores estándar de prueba son 20°C y $800\text{ W}/\text{m}^2$. La finalidad de estos valores es simular un ambiente no ideal para observar el comportamiento de los paneles solares.

$$T_{\text{celda mínima}} = -3^{\circ}\text{C} + 200 + \frac{45 - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2}$$

Al resolver la fórmula 2, se obtiene que la temperatura mínima de la celda es de 3.25°C .

Luego, se calcula el V_{oc} (T_{cmin}). El V_{oc} en un panel solar corresponde al voltaje de circuito abierto. Se realiza este cálculo porque permite conocer el voltaje máximo de circuito abierto, el cual a su vez facilita determinar el número máximo de paneles solares en un string.

$$V_{oc}(T_{cmin}) = V_{oc} - 2.3 * 10^{-3} * (T_{cmin} - 25^{\circ}\text{C}) * NC \quad (3)$$

Donde,

V_{oc} = Voltaje de circuito abierto (Panel STC)

T_{cmin} = Temperatura celda mínima

NC = Numero de celdas del panel solar

El valor de $2.3*10^{-3}$ corresponde a una constante que se utiliza para calcular el V_{oc} para la temperatura de la celda mínima, mientras que el valor 25°C corresponde a los valores STC. Los

valores STC son las condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos para establecer los parámetros básicos, es decir, son los parámetros ideales.

$$Voc(T_{cmin}) = 52 (V) - 2.3 * 10^{-3} * (3.25^{\circ}C - 25^{\circ}C) * 156$$

$$Voc(T_{cmin}) = 59.8039 (V)$$

Resolviendo la fórmula, se determina que el Voc a temperatura mínima es de 59.8039 V.

Para calcular cuántos paneles se pueden colocar como máximo en un string, se debe tener en cuenta lo siguiente, el inversor seleccionado tiene integrado 6 MPPT, pero su voltaje de funcionamiento corresponde al rango entre 200 V y 1000V. Por lo cual, se debe calcular cuál es la cantidad de paneles solares que se pueden colocar en string para aprovechar el MPPT.

$$String = \frac{1000 V}{59.8039 V} \quad (4)$$

$$String = 16.7$$

$$String = \frac{200 V}{59.8039 V} \quad (4.1)$$

$$String = \frac{200 V}{59.8039 V}$$

$$String = 3.34$$

Entonces, dentro del rango de 200 V a 1000 V, podemos instalar entre 4 y 16 paneles solares. Por lo cual, se implementa 16 paneles solares en cada string.

Y, por último, se debe calcular cuantos strings soportan el MPPT. El inversor soporta un máximo de 26 A por MPPT. Por lo tanto, para calcular la corriente de los paneles solares ocuparemos la siguiente formula:

$$I_{sc}(\text{panel solar}) = G_{max} * \frac{I_{sc}(\text{panel solar})'}{G'} \quad (5)$$

Donde,

G_{max} = Irradiancia máxima

$I_{sc}(\text{panel solar})'$ = Corriente en corto circuito del panel en condiciones STC

G' = Irradiancia en condiciones STC

El valor de la irradiancia máxima se obtiene de la Figura 25, mientras que el valor de I_{sc} del panel solar se obtiene de su ficha técnica.

$$I_{sc}(\text{panel solar}) = 1229W/m^2 * \frac{11.44 A}{1000W/m^2}$$

$$I_{sc}(\text{panel solar}) = 14.05976 A$$

Para calcular el número de strings, se divide la corriente máxima del string entre la corriente obtenida del panel solar.

$$N_{strings} = \frac{I_{max}(MPPT)}{I_{sc}(\text{panel solar})} \quad (5.1)$$

$$N_{strings} = \frac{26 A}{14.05976 A}$$

$$N_{strings} = 1.8492492$$

Se obtiene que solo se puede conectar un string por MPPT.

Una vez calculados todos los elementos de nuestro sistema de generación, se calculan las protecciones eléctricas de corriente continua. Por lo cual, para calcular el fusible que debe soportar la red, se utiliza la siguiente formula:

$$Tensión: Voc * N^{\circ}Paneles * 1.2 \quad (6)$$

Donde,

Voc = Voltaje circuito abierto

$$Tensión: 52 * 16 * 1.2$$

$$Tensión: 998.4 V$$

$$Corriente: Isc * 1.25 \quad (7)$$

Donde,

Isc = Corriente cortocircuito

$$Corriente: 14.3 A$$

Por lo cual, debemos instalar un fusible de 1000 V y 15 A. El cálculo del protector de sobretensiones se realiza de la misma manera, y en este caso, debemos instalar un protector sobretensiones de 1000 Vdc. En cuanto a la selección del interruptor DC, se debe elegir uno que soporte 1000V y su corriente sea superior a 14.3 A.

Para calcular la distancia entre paneles, se calculará con la siguiente formula:

$$Distancia \text{ entre paneles} = L * (\cos(i) + \frac{\sin(20)}{\tan(a)}) \quad (8)$$

Donde,

L = longitud del panel solar

i = Inclinação del panel solar

a = Ángulo del sol a medio día en solsticio de invierno

Esta fórmula permite al menos 4 horas de sol en el solsticio de invierno. Es importante recordar que el solsticio de invierno es cuando al mediodía el sol alcanza el punto más bajo de todo el año.

$$\begin{aligned} \text{Distancia entre paneles} &= 1.032 \text{ m} * (\cos(27) + \frac{\sin(20)}{\tan(32)}) \\ \text{Distancia entre paneles} &= 1.48438 \text{ m} \end{aligned}$$

El resultado para la separación entre paneles fotovoltaicos es de 1.48438 metros.

Para las protecciones eléctricas del inversor hasta la red, es decir, el sector de corriente alterna, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Corriente Interruptor} = I * 1.15 \quad (9)$$

Donde,

I = corriente de salida inversor

$$\begin{aligned} \text{Corriente Interruptor} &= 80.5 \text{ A} * 1.15 \\ \text{Corriente Interruptor} &= 92.1725 \text{ A} \end{aligned}$$

Por lo tanto, se debe implementar un interruptor de caja moldeada y un interruptor diferencial, ambos con capacidad superior a 92.1725 A.

Para calcular correctamente el calibre del cable que se debe utilizar en cada lugar, se deben emplear las siguientes dos formulas, una corresponde para la corriente continua (CC) y la otra a la corriente alterna (AC):

$$M_{cc} = 2 * L * \frac{I}{44 * V * 1.5} * 100 \quad (10)$$

$$M_{ac} = \sqrt{3} * 2 * L * \frac{I}{44 * V * 2} * 100 \quad (11)$$

Donde,

Mcc = Medida del cable en mm², corriente continua

Mac = Medida del cable en mm², corriente alterna

L= Distancia entre el string hasta el inversor

V= Voltaje paneles

I = Corriente paneles

En la formula se utiliza el valor 44 porque corresponde al valor de la conductividad del cobre, mientras que los valores 1.5 y 2 corresponde a la tensión de caída máxima en la línea.

Para calcular el largo del cable se usa la siguiente formula:

$$Mcc = 2 * L * \frac{I}{44 * V * 1.5} * 100 \quad (10)$$

$$Mcc = 3.605 \text{ mm}^2$$

$$Mac = \sqrt{3} * 2 * L * \frac{I}{44 * V * 2} * 100 \quad (11)$$

$$Mac = 104.239 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, para la corriente continua se implementa cables de 4 mm², mientras que para los cables de corriente alterna se utiliza de 107.2 mm².

Finalizando con los cálculos, para calcular la huella de carbono utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Huella de Carbono} = U \text{ kWh} * 0,1908 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}} \quad (12)$$

Donde,

U = Consumo anual de electricidad en kWh.

$$\text{Huella de Carbono} = 918.900 \text{ kWh} * 0,1908 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Huella de Carbono} = 175.326,12 \text{ kgCO}_2$$

Con la implementación de esta planta solar, se calcula cuál es la disminución de la huella de carbono.

$$\text{Huella de Carbono} = 263.071 \text{ kWh} * 0,1908 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{kWh}}$$

$$\text{Huella de Carbono} = 50.193,9468 \text{ kgCO}_2$$

$$\text{Huella de Carbono disminuida} = 175.326,12 \text{ kgCO}_2 - 50.193,9468 \text{ kgCO}_2$$

$$\text{Huella de Carbono disminuida} = 125.132,173 \text{ kgCO}_2$$

Se logra una disminución del 28.6% en la huella de carbono.

13.2 En la Figura 27, se observa un diagrama unilineal de como conectar todos los elementos mencionados en el documento.

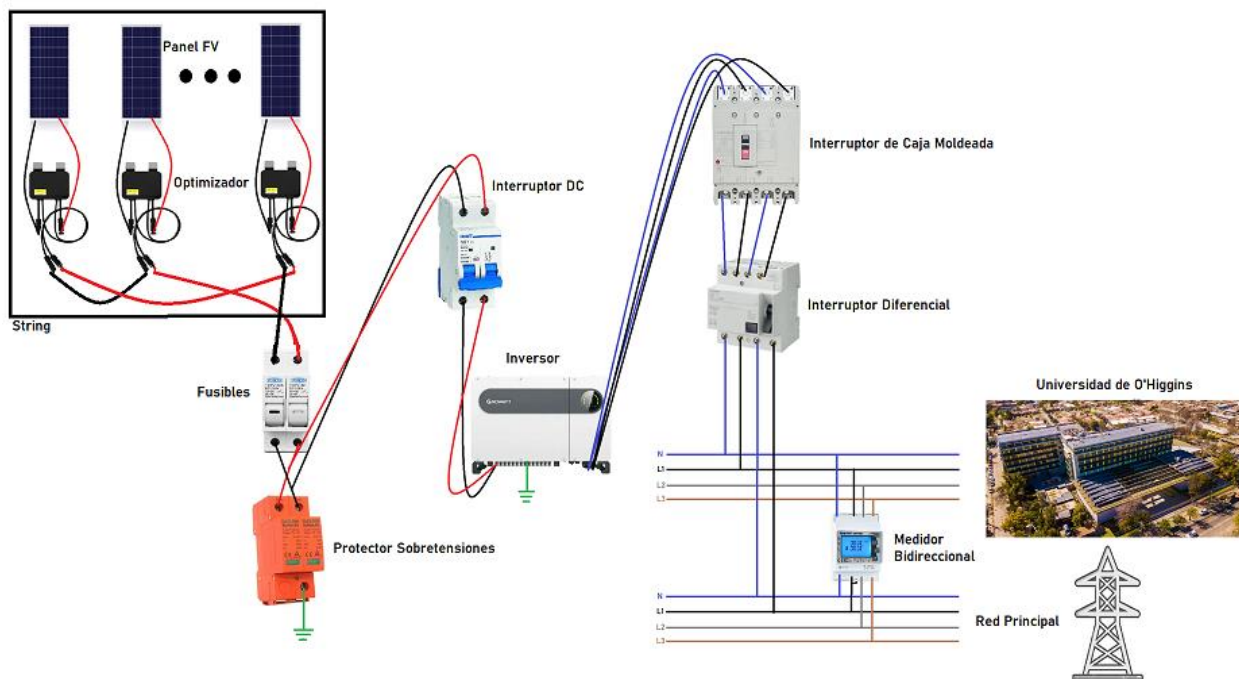


Figura 27: Diagrama unilineal.

Nota. Fuente propia.

13.3 Para el cálculo de factibilidad económica se inicia con la Tabla 2 que se observa el precio unitario, cantidad y precio total.

Elementos	Precio unitario	Cantidad	Precio Total
Inversor	110,29 UF	3	330,86 UF
Panel Solar	4,08 UF	288	1.176,38 UF
Fusible	0,09 UF	36	3,27 UF
Caja Fusible	0,16 UF	36	5,87 UF
Protector Sobretensiones	0,34 UF	18	6,09 UF
Interruptor DC	0,65 UF	18	11,75 UF
Optimizador	1,46 UF	288	421,28 UF
Interruptor automático de caja moldeada	5,57 UF	3	16,71 UF
Interruptor diferencial	7,26 UF	3	21,78 UF
Medidor de corriente	6,76 UF	1	6,76 UF
Cable 4 mm ²	0,04 UF	892	31,60 UF
Cable AWG 3/0	0,37 UF	500	186,98 UF
		Inversión	2.219,31 UF

Tabla 2: Inversión inicial.

Nota. Fuente propia.

Seguido a esto se presenta la Tabla 3, se muestra la vida útil de cada elemento que se debe instalar.

Elemento	Vida útil
Inversor	10 años
Panel solar	25 años
Fusible	-
Caja fusible	-
Protector sobretensiones	10 años
Interruptor DC	10 años
Optimizador	25 años
Interruptor automático de caja moldeada	10 años
Interruptor diferencial	10 años
Medidor de corriente	15 años
Cable 4mm ²	-
Cable AWG 3/0	-

Tabla 3: Elementos microrred vida útil.

Nota. Fuente propia.

El primer gasto que se considero fue un técnico que este a cargo de la planta fotovoltaica, sueldo fijo de \$750.000 pesos chilenos. En el año 10 se realiza una compra de 3 inversores, 18 Protector Sobretensiones, 18 Interruptor DC, 3 Interruptor de caja moldeada, 3 interruptores diferenciales. Para el año 15 se realiza una compra de 1 medidor de corriente bidireccional. Luego en el año 20 se debe comprar nuevamente 3 inversores, 18 Protector Sobretensiones, 18 Interruptor DC, 3 Interruptor de caja moldeada, 3 interruptores diferenciales.

En la Figura 28, se presenta las proyecciones del proyecto por 25 años para el cual se necesita proyectar por 25 años el precio del kWh y la generación eléctrica de la microrred. Mientras que, en la Figura 29, se presenta el flujo de caja del proyecto.

Tasa de crecimiento		13.5%																							
Tasa de deterioro de producción		0.55%																							
Ingresos	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
Consumo UF	0.00236	0.00268	0.00304	0.00345	0.00392	0.00445	0.00505	0.00573	0.00650	0.00738	0.00838	0.00951	0.01079	0.01225	0.01390	0.01578	0.01791	0.02033	0.02307	0.02619	0.02972	0.03374	0.03829	0.04346	0.04933
Producción kV	236763.90	235463.7	234166.66	232878.74	231597.91	230324.12	229057.34	227797.32	226544.64	225298.64	224059.5	222827.17	221601.62	220382.81	219170.71	217965.27	216766.46	215574.24	214388.59	213209.45	212036.8	210870.59	209710.81	208557.4	207410.33
Excedente UF	0.0014	0.0015464	0.0017552	0.0019921	0.002261	0.0025663	0.0029127	0.0033059	0.0037522	0.0042588	0.0048337	0.0054893	0.0062269	0.0070676	0.0800217	0.0091046	0.0103337	0.0117288	0.0133122	0.015095	0.017149	0.0194642	0.0220918	0.0250742	0.0284592
Producción kV	26307.10	26162.41	26018.518	25875.416	25733.10	25591.669	25450.815	25310.836	25171.626	25033.182	24895.3	24758.575	24621.02	24486.979	24352.301	24218.863	24086.984	23952.684	23820.954	23689.939	23559.644	23430.066	23301.201	23173.044	23045.992
Total Ingresos	594,930,789	671,341,85	739,037,88	805,807,08	865,772,51	920,113,4	1,030,483	1,080,5192	1,137,7321	1,193,6129	1,247,4638	1,294,0512	1,344,9336	1,397,6377	1,454,3314	1,506,009	1,511,1327	1,463,1337	1,363,6349	1,244,1348	1,106,3375	959,6287	8244,5385	6944,6695	1086,495

Figura 28: Tabla de proyecciones.

Nota. Fuente propia.

Años	0	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
Más ingresos	-	595	672	759	850	946	1040	1130	1220	1308	1397	1487	1575	1665	1750	1835	1920	2000	2080	2160	2240	2320	2400	2480	2560	2640
Menos costos	-	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Depreciación	-	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Intereses	-	458.5	535	622	719	829	954	1094	1252	1431	1633	1861	2118	2409	2736	3106	3520	3995	4527	5127	5805	6567	7434	8408	9509	10760
Inversión	-2,737.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Operación	-	458.5	535.1	621.6	713.2	813.3	923.7	1044.0	1175.0	1316.3	1468.0	1630.2	1803.0	1986.2	2179.2	2382.0	2594.5	2816.8	3048.0	3288.0	3537.0	3795.0	4062.0	4338.0	4623.0	4908.0
Depreciación	-	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Intereses	-	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Flujo de Caja	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Inversión	-2,737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Financiamiento	44,366	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038	1175	1337	1516	1718	1946	2203	2493	2821	3191	3608	4080	4612	5210	5880	6625	7434	8401	9533	10,835
Flujo de Efectivo	-2,719	543	620	706	804	914	1038																			

Figura 29: Flujo de caja.

Nota. Fuente propia.