



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Industrias

**Evaluación de la Eficiencia Energética del Programa Casa Solar
en la Región Metropolitana de Chile: Impactos y Desafíos**

Autor

RENZO IGNACIO MANSUETO SOTO

Profesor Guía

RODRIGO DEMARCO BULL

Valparaíso, Septiembre, 2024

TABLA DE CONTENIDOS

1. Agradecimientos	3
2. Resumen Ejecutivo	4
3. Introducción	6
4. Alcance del Estudio	8
4.1. Delimitación del Área Geográfica: Enfoque en la Región Metropolitana de Chile	8
4.2. Comparación entre el Programa Casa Solar y la Inversión Privada en Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica	9
4.3. Limitaciones y Supuestos del Estudio	9
5. Objetivos	11
5.1. Objetivo General	11
5.2. Objetivos Específicos	11
6. Marco Teórico	13
6.1. Situación Actual Energía Solar en Chile	13
6.2. Fundamentos de la Energía Solar Fotovoltaica en Chile	14
6.3. Políticas Energéticas y Programas de Subsidio	15
6.4. Criterios de Elegibilidad del Programa Casa Solar	17
6.5. Revisión de Literatura sobre Evaluación de Programas de Energía	19
6.6. Inversiones de Sistemas Fotovoltaico por Parte de Privados en la Región Metropolitana	20
7. Metodología	22
7.1. Diseño del Estudio para la Evaluación del Programa Casa Solar	22
7.1.1. Recopilación de Datos Geográficos y Solares	22
7.1.2. Simulaciones RETScreen	22
7.1.3. Diseño y Ejecución de la Simulación Monte Carlo	22
7.1.4. Análisis de Datos y Resultados	23
7.2. Fuentes de Datos y Recolección	24
7.3. Descripción de Herramientas Analíticas	26
7.3.1. RETScreen Expert	26
7.3.2. Simulación Monte Carlo	29

8. Recolección de Datos	34
8.1. Análisis de las fuentes de datos utilizados para el estudio	34
9. Resultados	46
9.1. Resultados de las simulaciones RETScreen	46
9.2. Resultados de la simulación Monte Carlo	48
9.2.1. Resultados Financieros promedios desde la perspectiva de los participantes	48
9.2.2. Resultados por Comuna	52
9.2.3. Resultados Energéticos y Medioambientales	58
9.3. Variaciones de la Simulación Montecarlo	59
9.3.1. Variaciones de Potencia Instalada	59
9.3.2. Variaciones por Configuraciones	60
9.3.3. Variaciones por Horizonte Temporal	62
9.4. Análisis de Resultados	64
10.Conclusiones	67
11.Referencias	69
A. Anexo	72

1. Agradecimientos

En primer lugar, dedico mis más profundos agradecimientos a mis padres, Miguel y Teresa, quienes desde el cariño y el esfuerzo me enseñaron que el camino del trabajo duro y honesto permite conseguir las cosas más importantes en esta vida.

También quiero reconocer el amor que he recibido por parte de mi familia, en específico, de mis hermanos, Luca y Renata, y de mis tías, Patricia, Noemí, Lilian y Cristina. A mi abuela Tita, por los hermosos momentos que viví a su lado y por todo el amor que entregó a cada uno de mis seres cercanos, y al resto de mi familia que siempre está presente en mí.

Agradezco inmensamente a mi pareja, Isidora, por ser mi compañera de vida y estar presente en mis mejores y peores momentos, brindándome tranquilidad, confianza y cariño.

A mis amigos, Vicente, Hilia, Francisco A., Francisco M., Carlos y Nicolás, quienes me acompañaron durante mi etapa universitaria y que sin duda me permitieron disfrutar de mis años estudiantiles y también sobrellevar los tiempos más difíciles durante esta etapa.

Finalmente, quiero agradecer a todos los profesores que, desde su pasión por su hermosa vocación, han marcado tanto mi desarrollo académico como personal, en especial a mi profesor guía, Rodrigo Demarco, por su buena disposición, apoyo y sus profundos conocimientos.

2. Resumen Ejecutivo

El presente estudio titulado “Evaluación de la Eficiencia Energética del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile: Impactos y Desafíos” tiene como objetivo evaluar la eficiencia energética y la viabilidad económica del programa “Casa Solar” implementado por el gobierno chileno. Este programa busca fomentar la adopción de energía solar en hogares residenciales mediante subsidios y apoyo técnico, contribuyendo a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promoviendo una mayor sostenibilidad energética.

Para llevar a cabo este análisis, se utilizaron herramientas avanzadas de simulación, incluyendo RETScreen y Monte Carlo, las cuales permitieron modelar diferentes escenarios y evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos instalados bajo el mencionado programa. Los resultados obtenidos ofrecen una visión integral de los beneficios y desafíos asociados con esta iniciativa, destacando su impacto en términos de eficiencia energética, viabilidad económica y equidad social.

Los principales hallazgos del estudio indican que el Programa Casa Solar es efectivo en la generación de energía limpia y en la reducción de las facturas de electricidad para los hogares participantes. Las simulaciones muestran que los sistemas fotovoltaicos instalados pueden generar una cantidad considerable de energía, con retornos de inversión positivos y una generación de valor, sin embargo, el principal obstáculo identificado durante este estudio son los periodos de recuperación de capital, los cuales parecen ser excesivamente largos para ser considerados como un proyecto de inversión para los sectores más vulnerables de la población. Estas características hacen que el programa sea atractivo para ciertos beneficiarios, mientras que para otros pueda ser una inversión prohibitiva.

El estudio identificó mejoras potenciales para el programa, evaluando su impacto en los resultados de las simulaciones. Entre estas mejoras se destacan ajustes en la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto. Se sugiere que pequeñas modificaciones en las bases del programa, como alterar las especificaciones de potencia de los sistemas fotovoltaicos, optimizar la orientación e inclinación de los paneles mediante restricciones técnicas más estrictas en las bases del programa, e implementar medidas que aseguren el funcionamiento óptimo de los paneles durante toda su vida útil, podrían influir significativamente en la eficiencia y rentabilidad del programa.

Las simulaciones muestran que las instalaciones de mayor potencia (2 kW) ofrecen mejores retornos comparados con las de menor potencia (1 kW), debido a economías de escala y una mayor capacidad de generación de energía, lo que se traduce en resultados significativamente mejores en los tres indicadores financieros analizados. Sin embargo, el impacto en los indicadores financieros debido a una mayor restricción en las configuraciones de inclinación y orientación de los paneles solares no es crucial para la evaluación

global del programa, teniendo en cuenta que aumentar las restricciones de instalación podría resultar en una reducción del número de participantes. Además, se evaluaron los efectos potenciales de un cese en el funcionamiento de los sistemas solares, destacando que estos pueden ser cruciales para la generación de valor del proyecto.

El impacto social del Programa Casa Solar es significativo, ya que facilita el acceso a la tecnología fotovoltaica para hogares de ingresos medios que, de otro modo, no podrían permitirse la inversión inicial. Además, este programa ofrece una oportunidad de inversión rentable para los residentes de viviendas en los tramos más bajos de avalúo fiscal. Este acceso equitativo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promueve una mayor inclusión energética. Sin embargo, aún enfrenta desafíos significativos, como los largos períodos de retorno de la inversión, que pueden ser prohibitivos, especialmente para los beneficiarios de estratos socioeconómicos más vulnerables.

3. Introducción

En un escenario global donde la sostenibilidad y la eficiencia energética se han convertido en imperativos urgentes, la búsqueda de alternativas energéticas limpias y renovables es más crítica que nunca. La posición geográfica de Chile le otorga un alto potencial para la explotación de energía solar, sobre todo en las regiones norte y central, que se caracterizan por poseer algunos de los niveles de irradiación solar más elevados del mundo. Esta ventaja natural permite considerar a Chile como un líder potencial en la generación de energía solar (Gobierno Regional de Tarapacá, 2021). Esta investigación se enfoca en una evaluación de eficiencia energética del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana, clave para entender su impacto en la eficiencia y la transición energéticas del país.

La transición hacia fuentes de energía más sostenibles es una prioridad expresada en la política energética de Chile (Ministerio de Energía, 2020). Este cambio se alinea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, en particular el Objetivo 7, que busca garantizar el acceso a energías asequibles, confiables, sostenibles y modernas para todos (ONU, 2015). En este contexto, la energía solar fotovoltaica emerge como una solución prometedora, ofreciendo una opción de energía limpia y renovable.

El gobierno chileno ha implementado el Programa Casa Solar como una estrategia para promover la adopción de energía solar en los hogares. Este programa busca facilitar el acceso a la tecnología fotovoltaica mediante subsidios y apoyo técnico, constituyendo una parte integral de los esfuerzos nacionales para incrementar la participación de energías renovables en la matriz energética (Ministerio de Energía, 2021).

Paralelamente, las inversiones privadas en energía solar han ganado terreno como un complemento vital a las iniciativas gubernamentales. Estas inversiones son impulsadas por factores económicos, como la reducción de costos de la tecnología PV y los incentivos fiscales, así como por un creciente compromiso con la responsabilidad ambiental (González et al., 2019).

Este estudio se propone evaluar y comparar esta modalidad híbrida, publico-privada, desde múltiples perspectivas: su viabilidad económica, su contribución a la eficiencia energética, y su impacto social y ambiental. A través de un análisis detallado, este estudio buscará responder a preguntas críticas sobre la efectividad de las políticas públicas y las inversiones privadas en el sector de la energía solar, ofreciendo recomendaciones basadas en los hallazgos para optimizar futuras iniciativas.

Este estudio no solo busca contribuir al cuerpo académico existente sobre eficiencia energética y energía renovable en Chile, sino que también aspira a influir positivamente en la formulación de políticas y decisiones de inversión en el país. Al hacerlo, este trabajo se posiciona en la intersección de la ingeniería, la economía y la sostenibilidad, abordando un tema de importancia crítica tanto a nivel nacional como global.

4. Alcance del Estudio

4.1. Delimitación del Área Geográfica: Enfoque en la Región Metropolitana de Chile

Esta investigación se centra específicamente en la Región Metropolitana de Chile. Esta delimitación geográfica no es aleatoria, sino que responde a varios factores clave que convierten a esta región en un área de estudio particularmente relevante y representativa para nuestro análisis técnico sobre eficiencia energética.

La Región Metropolitana no solo representa el centro político y económico de Chile, sino que también es la región más poblada del país. Alberga más de un tercio de la población total de Chile y constituye un núcleo urbano significativo, lo que la convierte en el escenario ideal para examinar las dinámicas de eficiencia energética en un contexto urbano densamente poblado.

Además, esta región exhibe una diversa mezcla de zonas residenciales, rurales y urbanas, lo que facilita un análisis técnico robusto de diferentes tipos de implementaciones de energía solar fotovoltaica. La presencia del Programa Casa Solar, junto a un gran número de proyectos de plantas fotovoltaicas en la Región Metropolitana, ofrece una oportunidad única para evaluar y concluir respecto al programa, tanto desde los resultados obtenidos mediante simulación del Programa Casa Solar como desde los resultados reales de la generación de distintas plantas fotovoltaicas.

Otro aspecto relevante es el rango de variabilidad climática dentro de la Región Metropolitana, que incluye áreas con diferentes patrones de irradiación solar. La baja variabilidad climática de la Región Metropolitana, especialmente en términos de irradiación solar, ofrece una consistencia que simplifica las simulaciones y refuerza la fiabilidad de nuestros análisis comparativos.

Por último, enfocar el estudio en la Región Metropolitana de Chile también tiene implicaciones prácticas importantes. Los resultados obtenidos podrían ser utilizados por los formuladores de políticas y los actores del sector energético para mejorar la planificación y ejecución de proyectos de eficiencia energética en áreas urbanas similares, tanto dentro como fuera de Chile.

En resumen, la elección de la Región Metropolitana como área geográfica de estudio no solo es estratégica por su relevancia socioeconómica y climática, sino que también maximiza la aplicabilidad y relevancia de los hallazgos de nuestra investigación.

4.2. Comparación entre el Programa Casa Solar y la Inversión Privada en Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica

Esta investigación se centra en el análisis cuantitativo del impacto energético, medioambiental, económico y social del Programa Casa Solar. Se examinan tanto los resultados obtenidos de las simulaciones del programa como los principales indicadores de eficiencia energética de las inversiones privadas en sistemas de energía solar, comparando estos con los resultados esperados del programa.

El Programa Casa Solar es una política pública diseñada para fomentar la adopción de energía solar en hogares, ofreciendo subsidios y apoyo para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Este programa es una parte integral de las estrategias del Ministerio de Energía, destinadas a cumplir con los objetivos de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y la transición hacia energías renovables, resaltando el papel activo del gobierno en facilitar el acceso a energías limpias y su impacto en la eficiencia energética a nivel residencial.

En contraste, las inversiones privadas en sistemas de energía solar destacan por el dinamismo e innovación del sector privado en la promoción de energías renovables. Estas inversiones abarcan una gama amplia de proyectos, que van desde instalaciones pequeñas en hogares y negocios hasta grandes proyectos desarrollados por empresas especializadas en energía solar. Para fines de este análisis comparativo, los datos referentes al sector privado se limitan a proyectos fotovoltaicos en la Región Metropolitana conectados al Sistema Interconectado Central (SIC) con una potencia instalada mayor o igual a 150 kW.

La comparación entre estos dos enfoques permite una evaluación multifacética del Programa Casa Solar. Las dimensiones clave de esta evaluación incluyen:

- **Efectividad y Rendimiento:** Se realizará una comparación de la inversión del Estado en el Programa Casa Solar frente a inversiones privadas de magnitud similar. El objetivo es analizar el impacto energético y medioambiental en términos de eficiencia y resultados obtenidos
- **Accesibilidad y Adopción:** Se examina la inversión desde la perspectiva de los participantes del programa. Desde los flujos de caja se obtienen los principales indicadores financieros con el fin de evaluar el impacto económico del programa en cada uno de sus beneficiados.

4.3. Limitaciones y Supuestos del Estudio

Este estudio, enfocado en el análisis del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile, presenta ciertas limitaciones y supuestos que son cruciales para entender el alcance y la interpretación de los resultados obtenidos.

Limitaciones del Estudio:

- **Área Geográfica:** El análisis se centra exclusivamente en la Región Metropolitana de Chile, considerando datos representativos para cada una de las comunas de esta región.
- **Tipos de Instalaciones de Energía Solar:** Se incluyen en el análisis solamente viviendas residenciales como especifican las bases del programa, y a su vez, se consideran configuraciones de instalación que cumplan con los requerimientos técnicos especificados en el mismo documento.
- **Disponibilidad de Datos:** La investigación se basa en los datos disponibles hasta diciembre del 2023. Cambios posteriores o actualizaciones de datos no se reflejan en este estudio.
- **Enfoque en Potencia Instalada Específica:** La comparación en el sector privado se limita a proyectos fotovoltaicos conectados al SIC con una potencia instalada mayor o igual a 150 kW.
- **Alcance del Análisis Económico:** El costo de inversión por parte del estado considera los subsidios para la compra e instalación de los paneles, como también el mantenimiento especificado en las bases del programa. Sin embargo, no se consideran ni las visitas a terreno de los funcionarios ni las asesorías técnicas que se especifican en el programa.
- **Consideraciones Medioambientales:** Mientras que el estudio evalúa el impacto medioambiental en términos de reducción de GEI, no se abordan otros impactos ambientales como los procesos de fabricación de los componentes del kit solar.
- **Perspectiva de los Participantes:** Aunque se analiza en términos cuantitativos los retornos de la inversión y se confeccionan los principales indicadores financieros, no se consideran datos cualitativos respecto a conformidad de los participantes con el programa.
- **Distribución de participantes:** Con el fin de generar distribuciones acorde a las especificadas en las bases del programa, se simula la selección de cada participante con sus respectivos atributos (comuna, configuración, tramo de avalúo fiscal, potencia instalada) acorde a distribuciones y parámetros seleccionados de forma arbitraria conforme a los datos disponibles, lo que se profundiza en la sección de Metodología [7](#).

5. Objetivos

5.1. Objetivo General

- Evaluar comparativamente la eficiencia energética del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile, utilizando modelos de simulación que abordan la variabilidad inherente al problema mediante un enfoque probabilístico. Este análisis permitirá identificar fortalezas, debilidades y oportunidades de mejora dentro del marco de las políticas energéticas nacionales, proporcionando una evaluación detallada y cuantificada de los resultados esperados bajo diferentes escenarios.

5.2. Objetivos Específicos

1. Realizar Simulaciones y Análisis Predictivo.

- Utilizar herramientas como RETScreen y simulaciones Monte Carlo para proyectar el rendimiento de diferentes configuraciones de sistemas solares bajo variables climáticas y económicas.

2. Analizar el Desempeño Energético y Económico.

- Evaluar la eficiencia energética de los sistemas instalados bajo el Programa Casa Solar en comparación con las inversiones privadas.
- Estimar el retorno de la inversión y el período de recuperación de costos para los usuarios finales en ambos escenarios.

3. Examinar el Impacto Social y Ambiental

- Investigar el impacto social del acceso a la energía solar, centrándose en la equidad y la inclusión energética.
- Evaluar los beneficios ambientales, como la reducción de emisiones de CO_2 y otros contaminantes.

4. Proponer Recomendaciones Basadas en los Resultados.

- Formular recomendaciones para mejorar la eficiencia y efectividad de las políticas energéticas relacionadas con la energía solar.
- Identificar áreas de oportunidad para futuras inversiones y desarrollos tecnológicos en el sector.

La hipótesis principal de este estudio es que la combinación de incentivos gubernamentales, como el Programa Casa Solar, junto con la inversión privada de los beneficiarios, tiene la capacidad de potenciar significativamente la eficiencia energética en la Región Metropolitana de Chile. Sin embargo, se considera que estos enfoques pueden impactar de manera diferencial en los aspectos económicos, sociales y ambientales de las comunidades. Esto conduce a la formulación de las siguientes preguntas de investigación:

- ¿Cuáles son las variables que influyen en mayor medida en la prosperidad financiera del Programa Casa Solar?
- ¿Cuál es el impacto del Programa Casa Solar en los beneficiarios y en el medio ambiente de la Región Metropolitana de Chile?
- ¿Existen oportunidades de mejora para el Programa Casa Solar y cuáles son estas oportunidades?

Estas preguntas guiarán el análisis y la evaluación crítica en el estudio, permitiendo una comprensión más profunda de las dinámicas y efectos del programa Casa Solar en la Región Metropolitana.

6. Marco Teórico

6.1. Situación Actual Energía Solar en Chile

Chile ha mostrado un progreso impresionante en la expansión de su capacidad de energías renovables en la última década, con un enfoque particular en la energía solar fotovoltaica. Desde 2010, la capacidad instalada de energía solar ha crecido exponencialmente. Al iniciar la década, la contribución de la energía solar era casi inexistente, pero para 2023, esta tecnología logró una capacidad instalada superior a los 9 GW (IRENA, 2024). Este notable aumento es un reflejo de la política energética de Chile, que ha fomentado la adopción de tecnologías limpias mediante incentivos y regulaciones favorables. En 2023, Chile no solo consolidó su posición como líder en energía renovable en América Latina sino que también avanzó significativamente hacia su objetivo de carbono neutralidad para 2050, con la energía solar fotovoltaica desempeñando un papel crucial en este esfuerzo (IEA, 2023).

La reducción significativa en los precios de los paneles solares fotovoltaicos a nivel global ha sido un factor clave para el crecimiento exponencial de la energía solar en Chile. Cada vez que la capacidad global instalada se ha duplicado, los precios han disminuido aproximadamente un 20%, haciendo que la tecnología sea más accesible y económicamente viable (Our World in Data, 2024).

Por otro lado, los incentivos gubernamentales han jugado un papel crucial en fomentar la adopción y expansión de estas tecnologías en Chile. Estos esfuerzos han apoyado los objetivos del país hacia una matriz energética más limpia y sostenible, reflejando el compromiso del gobierno con la sostenibilidad energética (International Energy Agency, 2023).

El liderazgo de Chile en la transición energética ha sido destacado a nivel internacional, con políticas innovadoras y un compromiso firme con la sostenibilidad que han transformado su matriz energética hacia una dominada por fuentes renovables. Este enfoque progresista ha establecido a Chile no solo como un líder en América Latina sino también como un ejemplo a seguir globalmente en la implementación de energías limpias. La combinación de soporte político amplio, asociaciones público-privadas, y tecnologías verdes ha sido fundamental para alcanzar los ambiciosos objetivos del país de una energía más limpia y una economía baja en carbono. Mientras avanzamos hacia la Sección 6.2, exploraremos en profundidad los desafíos específicos que enfrenta Chile, tales como la integración de la infraestructura energética y la ampliación del alcance de estas políticas para asegurar un desarrollo sostenible y equitativo.

6.2. Fundamentos de la Energía Solar Fotovoltaica en Chile

La energía solar fotovoltaica en Chile se presenta como una solución clave para enfrentar los desafíos medioambientales y avanzar hacia la carbono neutralidad.

Beneficios y Oportunidades en Chile:

- **Crecimiento Sostenible:** En 2019, la energía solar cubrió un 18.5% de la demanda eléctrica en el norte de Chile, contribuyendo significativamente al desarrollo sostenible de la región. Como una fuente renovable y no contaminante, la energía solar ha jugado un papel crucial en la reducción de las emisiones de CO₂, con una disminución estimada de 75,000 kg de CO₂ por año por cada 100 KW de potencia solar instalada. Este impacto positivo destaca el papel fundamental de las energías renovables en la diversificación de la matriz energética y en la promoción de un futuro energético más limpio y sostenible para Chile (International Energy Agency, 2019).
- **Económicamente Viable:** La energía solar se ha vuelto más accesible debido a la significativa reducción de costos en paneles fotovoltaicos. Según investigaciones recientes, los avances tecnológicos y las economías de escala han contribuido a una disminución notable en el precio de los paneles, haciendo de la energía solar una opción cada vez más atractiva tanto para consumidores como para empresas. Tras la inversión inicial, la producción y el mantenimiento resultan económicos, consolidando a la energía solar como una alternativa competitiva en el mercado energético (National Renewable Energy Laboratory, 2021)
- **Disponibilidad y Accesibilidad:** Chile, con su alta incidencia de radiación solar, ofrece un contexto ideal para la expansión de la energía solar. Además, su capacidad para generar electricidad en sitios remotos la hace especialmente valiosa, aprovechando las extensas áreas de alta irradiación solar en regiones como el desierto de Atacama. Este factor no solo facilita el acceso a energía limpia sino que también amplía las posibilidades de uso en ubicaciones que anteriormente podrían haber sido inviables. El potencial solar de Chile es destacado por investigaciones que muestran cómo la radiación solar en el norte del país puede sostener y fomentar el desarrollo de energías renovables (ReVista, 2023).

Desafíos y Carbono Neutralidad:

- **Meta Crítica para 2050:** En el contexto de Chile, alcanzar la carbono neutralidad antes de 2050 es un objetivo fundamental para mitigar los impactos climáticos adversos y es especialmente relevante para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica. Dada la alta incidencia de radiación solar en regiones como el desierto de Atacama, Chile posee un potencial excepcional para liderar en la transición hacia

las energías renovables. Los expertos subrayan la importancia de esta meta para proteger tanto el medio ambiente como la salud humana, promoviendo una transición energética que se alinea con los compromisos globales del Acuerdo de París. Este objetivo no solo refuerza la sostenibilidad ambiental sino que también asegura beneficios económicos y sociales a largo plazo para el país (Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, 2023; International Energy Agency, 2023).

- *Reducción de Emisiones de GEI*: La energía solar fotovoltaica es un componente fundamental en la estrategia de Chile para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los esfuerzos globales para limitar el calentamiento del planeta. Dada su ubicación privilegiada, que ofrece altos niveles de radiación solar, Chile ha capitalizado esta ventaja natural para potenciar el desarrollo de proyectos solares a gran escala. Esta apuesta por la energía solar no solo busca cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones, sino que también refuerza la independencia energética del país y fomenta el desarrollo económico sostenible (Ministerio de Energía de Chile, 2022).
- *Contribución Sectorial*: El sector energético, incluyendo la energía solar, juega un rol protagónico en la transición hacia la carbono neutralidad en Chile, demostrando que la descarbonización es no solo viable sino también económicamente beneficiosa. Este sector es clave para alcanzar los objetivos nacionales y globales de reducción de emisiones. En particular, la adopción de tecnologías de energía renovable como la solar está en el centro de las políticas de transición energética del país, apoyando el compromiso de Chile con el Acuerdo de París y su meta de carbono neutralidad para 2050 (International Energy Agency, 2023).

6.3. Políticas Energéticas y Programas de Subsidio

Chile ha demostrado un compromiso significativo con la transición hacia las energías renovables, implementando diversas políticas y programas de subsidio que apuntan a aumentar la adopción de estas tecnologías. Estas políticas son cruciales para entender el contexto en el que se inserta el programa Casa Solar.

- **Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571)**: Esta ley permite a los usuarios residenciales y pequeñas empresas generar su propia electricidad mediante sistemas de energía renovable, como paneles solares. Lo más destacado es que facilita la inyección de excedentes de energía a la red, recibiendo una compensación económica por ello (BCN, 2012). Esta política ha incentivado la inversión privada en energía solar, reduciendo la dependencia de fuentes de energía convencionales.
- **Programa Techos Solares Públicos**: lanzado por el Ministerio de Energía, busca instalar sistemas

fotovoltaicos en edificios públicos con el doble objetivo de generar energía limpia y educar sobre el potencial de la energía solar. Este programa no solo fomenta el uso de energías renovables en infraestructuras estatales sino que también permite inyectar los excedentes de energía a la red, ofreciendo compensaciones económicas a las entidades participantes. La iniciativa ha contribuido significativamente a la maduración del mercado fotovoltaico en Chile, promoviendo la inversión privada y reduciendo la dependencia de fuentes energéticas convencionales (Ministerio de Energía de Chile, 2023).

- **Fondo de Acceso a la Energía (FAE):** Busca promover el acceso a la energía en comunidades vulnerables o alejadas, con un enfoque significativo en las energías renovables. A través de este programa, el Ministerio de Energía ha implementado proyectos de electrificación rural utilizando tecnologías renovables, contribuyendo a la equidad energética en el país (Ministerio de Energía de Chile, 2024). Este esfuerzo no solo mejora la infraestructura energética en las comunidades más necesitadas, sino que también promueve una mayor conciencia sobre las ventajas de las energías renovables, asegurando un impacto sostenible y de largo plazo en el desarrollo energético de Chile.
- **Ley de Fomento al Desarrollo de ERNC (Ley 20.257):** La Ley de Fomento al Desarrollo de ERNC establece que una parte significativa de la energía generada en el país debe provenir de fuentes renovables no convencionales. Esta legislación ha impulsado un crecimiento significativo en la inversión en proyectos de energía renovable, diversificando la matriz energética de Chile (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 2008). Esta ley ha sido fundamental para orientar las políticas energéticas hacia un futuro más sostenible y menos dependiente de fuentes de energía convencionales.
- **Incentivos Tributarios y Financieros:** Chile ha implementado una serie de incentivos tributarios y financieros para promover la inversión en energías renovables. Estos incluyen créditos tributarios, reducción de impuestos para la importación de tecnología verde, y opciones de financiamiento especial para proyectos de energía renovable. La eficacia de estos incentivos ha sido analizada por el Ministerio de Energía, que continuamente evalúa y ajusta las políticas para maximizar su impacto en el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC) (Ministerio de Energía de Chile, 2023)

Estas políticas han tenido un impacto positivo en la adopción de energías renovables en Chile, lo que se refleja en el crecimiento de la capacidad instalada de energía solar y eólica en los últimos años. Sin embargo, aún existen desafíos, como garantizar que los beneficios de estas políticas sean accesibles para todos los sectores de la sociedad y mantener el impulso hacia una transición energética sostenible.

Las políticas energéticas y los programas de subsidio en Chile han jugado un papel fundamental en fomentar un entorno propicio para el desarrollo y adopción de energías renovables. Estos esfuerzos no solo contribuyen

a la sostenibilidad ambiental, sino que también ofrecen oportunidades económicas y sociales, marcando un camino hacia un futuro energético más limpio y equitativo.

6.4. Criterios de Elegibilidad del Programa Casa Solar

El Programa Casa Solar, financiado por el Ministerio de Energía y ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile, ofrece a los hogares de ingresos medios la oportunidad de instalar sistemas fotovoltaicos residenciales con apoyo financiero estatal. Los criterios de elegibilidad requieren que los postulantes presenten una serie de documentos para verificar tanto su identidad como la titularidad de la propiedad, incluyendo la cédula de identidad, el certificado de dominio vigente y el certificado de avalúo fiscal, entre otros.

Para calificar para el Programa Casa Solar, la propiedad debe ser de uso habitacional. Es necesario presentar la última factura eléctrica para verificar la dirección y el titular de la propiedad. Además, se revisará el avalúo fiscal para determinar el copago requerido, que varía según el valor fiscal y se ajusta mediante una escala de tramos predeterminada, estableciendo así el costo exacto que el postulante debe cubrir para instalar el sistema fotovoltaico. Los copagos que determinan el monto exacto que debe abonar cada beneficiario se especifica en la tabla 6.1.

Además, la vivienda debe tener el espacio adecuado y las condiciones de instalación apropiadas para el sistema fotovoltaico, como una superficie despejada cerca del área de instalación de los paneles, y un techo sin fibrocemento instalado antes del año 2003. Se establece también que la facturación eléctrica estimada anual debe ser mayor o igual al 75% del ahorro estimado anual que proporcionaría un sistema de 2kWp. Estos requisitos deben ser cumplidos para que los hogares sean considerados dentro de la simulación del programa y puedan beneficiarse de las ventajas que este ofrece.

Los aspectos económicos del programa Casa Solar se estructuran en torno al copago que deben realizar los postulantes, el cual varía dependiendo del avalúo fiscal de la vivienda. A continuación, se presenta una tabla resumen 6.1 que detalla el copago final para cada tramo de avalúo fiscal:

Tabla 6.1: Copagos por tramos de avalúo fiscal

Avalúo Fiscal (AF)	Copago final Sistema 1kWp (CLP)	Copago final Sistema 2kWp (CLP)
$0 < AF \leq \$30,485,920$	\$850.000	\$1.250.000
$\$30,485,920 < AF \leq \$40,637,731$	\$935.000	\$1.375.000
$\$40,637,731 < AF \leq \$50,820,029$	\$1.020.000	\$1.500.000
$\$50,820,029 < AF \leq \$60,971,840$	\$1.105.000	\$1.625.000
$\$60,971,840 < AF \leq \$71,123,651$	\$1.190.000	\$1.750.000
$\$71,123,651 < AF \leq \$81,305,949$	\$1.275.000	\$1.875.000
$\$81,305,949 < AF \leq \$91,457,760$	\$1.360.000	\$2.000.000

Cada postulante debe realizar un copago que corresponde a la contribución personal para la adquisición del

sistema fotovoltaico, y este monto se fija según el avalúo fiscal de la propiedad donde se instalará el sistema.

Dentro de los criterios de elegibilidad para la participación en el Programa Casa Solar, se establecen especificaciones técnicas clave respecto a la orientación e inclinación de los techos donde se instalarán los sistemas fotovoltaicos. Estos criterios son fundamentales para asegurar la máxima eficiencia energética de los paneles solares instalados.

Orientación (Azimuth)

- La orientación de los techos para la instalación de los paneles solares debe estar alineada hacia el norte, con una variación permitida de -90° a 90° . Esta orientación es esencial para capturar de manera óptima la radiación solar, maximizando así la generación de energía.

Inclinación (Slope)

- En casos donde la orientación del techo no se encuentre dentro del rango ideal, se evaluará la factibilidad técnica de instalar una estructura inclinada que permita reorientar los paneles hacia el norte. Sin embargo, esta adaptación es viable solo si la inclinación de la techumbre es menor o igual a 15° . Esta limitación asegura que las modificaciones estructurales sean viables y seguras, sin comprometer la integridad del techo ni la eficiencia del sistema fotovoltaico.

6.5. Revisión de Literatura sobre Evaluación de Programas de Energía

La evaluación de programas de energía, particularmente aquellos enfocados en energías renovables, es un campo de estudio bien establecido en la literatura de políticas energéticas y desarrollo sostenible. Este segmento explora los enfoques y metodologías destacados en la literatura académica para evaluar la eficacia y el impacto de estos programas.

1. **Enfoques Metodológicos:** Según Sovacool y Brown (2010), los enfoques metodológicos en la evaluación de programas de energía varían desde análisis cuantitativos, que utilizan modelos económicos y simulaciones, hasta evaluaciones cualitativas que exploran aspectos como aceptación social y políticas regulatorias. Estos enfoques se complementan para proporcionar una evaluación integral de los programas.
2. **Factores de Evaluación Clave:** La literatura identifica varios factores clave para la evaluación de programas de energía. Hoppmann et al. (2014) argumentan que la eficiencia económica, el impacto ambiental, la equidad social, la viabilidad técnica y la sostenibilidad a largo plazo son esenciales para entender la efectividad de un programa.
3. **Impacto Ambiental y Sostenibilidad:** La contribución de los programas de energía renovable a la reducción de emisiones de carbono es un aspecto crítico. Según Azzuni y Breyer (2018), es importante considerar el ciclo de vida completo de las tecnologías de energía renovable para entender su verdadero impacto ambiental.
4. **Aspectos Económicos:** La viabilidad económica, incluyendo el análisis de costos y beneficios, es crucial, como lo demuestran estudios de Edenhofer et al. (2014). La literatura también examina el impacto de los subsidios y los incentivos fiscales en la adopción de tecnologías renovables.
5. **Acceso y Equidad Social:** El análisis del acceso y la equidad en los programas de energía es un área de creciente importancia. Bird y Hernández (2012) destacan la necesidad de evaluar cómo las políticas energéticas afectan a diferentes grupos sociales y cómo garantizar un acceso equitativo a los beneficios de las energías renovables.
6. **Desafíos y Barreras:** La identificación de desafíos y barreras para la implementación de programas de energía es fundamental, como señala Lemaire (2013). Estos incluyen resistencia política, barreras regulatorias, falta de infraestructura y desafíos tecnológicos.

6.6. Inversiones de Sistemas Fotovoltaico por Parte de Privados en la Región Metropolitana

La energía solar fotovoltaica es un componente fundamental en la estrategia de Chile para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los esfuerzos globales para limitar el calentamiento del planeta. Dada su ubicación privilegiada, que ofrece altos niveles de radiación solar, especialmente en el norte del país, Chile ha capitalizado esta ventaja natural para potenciar el desarrollo de proyectos solares a gran escala.

Con base en los datos de generación bruta de distintas plantas fotovoltaicas recopilados por el Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador Eléctrico Nacional, 2023), los proyectos varían en capacidad, desde 2,5 hasta 2,8 MW, y demuestran una amplia gama de resultados en términos de generación anual de energía, fluctuando entre 43.993 MWh y 58.649 MWh para el año 2022. La diversidad en el factor de planta, que oscila entre 18,58% y 24,05%, puede atribuirse a múltiples factores como la ubicación geográfica, la eficiencia de los equipos utilizados y las condiciones ambientales específicas de cada sitio. En la tabla 6.2 se resume la información de generación con base en los datos recopilados.

Central	Potencia Neta (MW)	Generación 2022 (MWh)	Factor de Planta (FP)
PFV TILITIL	2,5	4729,6	21,60%
PFV GIRASOLES	2,6	5536,1	24,03%
PFV LUCE SOLAR	2,7	5450,4	23,04%
PFV RLA SOLAR	2,7	5548,6	23,46%
PFV CURACAVI	2,7	4399,3	18,58%
PFV DON ANDRONICO	2,7	5723,8	23,76%
PFV LIRIO DEL CAMPO	2,8	5864,9	24,05%

Tabla 6.2: Datos de generación y potencia de centrales PFV en 2022

Basado en el Reporte de Proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía (Ministerio de Energía, 2022), se recopila información respecto a la potencia instalada y monto de inversión de distintas plantas generadoras de energía basadas en paneles fotovoltaicos, el cual se resume en la tabla 6.3. El análisis de la inversión revela que existe una relación notable entre el monto invertido en millones de dólares y la capacidad resultante en MW, indicando variaciones en la eficiencia de la inversión entre diferentes proyectos. Este análisis sugiere que algunos proyectos logran una mayor capacidad de generación por cada millón de dólares invertidos que otros, lo que subraya la importancia de una planificación y evaluación detalladas antes de la ejecución del proyecto para maximizar la eficiencia de las inversiones en este sector.

Nombre	Inversión USD MM	Capacidad MW	Rendimiento MW/MM USD
Nueva Central Solar Fotovoltaica Mandinga	9,6	9,0	0,94
Planta Fotovoltaica La Colonia	15,0	9,0	0,60
Horizonte	6,7	9,0	1,34
Ampliación PFV Guanaco del Verano I	6,2	6,0	0,97
PMGD FV Nihue	4,0	3,0	0,75
PMGD FV Cantera	3,0	2,9	0,97
Parque Fotovoltaico Plomo del Verano	4,0	2,4	0,60
Parque Fotovoltaico Fuster del Verano	10,0	9,0	0,90
Parque Fotovoltaico Los Corrales del Verano	10,2	9,0	0,88
PMGD FV Chicauma del Verano	10,2	9,0	0,88

Tabla 6.3: Datos de inversión, capacidad y rendimiento de proyectos fotovoltaicos

Este análisis comparativo se centra en evaluar cómo estas inversiones privadas se comparan con los resultados del Programa Casa Solar, con el fin de identificar áreas de mejora y fortalezas en el enfoque actual de políticas energéticas. Se observa que mientras algunos proyectos privados logran una eficiencia notable en la conversión de la inversión en capacidad generativa, otros no alcanzan los rendimientos esperados, lo que sugiere la necesidad de revisar estrategias y enfoques para optimizar la inversión en energía solar.

7. Metodología

7.1. Diseño del Estudio para la Evaluación del Programa Casa Solar

El análisis del Programa Casa Solar se estructura en varias fases, cada una enfocada en aspectos críticos de la evaluación de la eficiencia energética en la Región Metropolitana de Chile.

7.1.1. Recopilación de Datos Geográficos y Solares

Coordenadas Geográficas: Para cada comuna de la Región Metropolitana se obtienen las coordenadas geográficas utilizando Google Earth, presentadas en la tabla [A.1](#). Esta información es fundamental para obtener los datos climatológicos relevantes para el estudio que sean representativos de cada comuna.

Datos de Radiación Solar: Se recopilan datos de radiación solar desde el sitio web Explorador Solar (Explorador Solar, 2023), los cuales incluyen el promedio de radiación diario por comuna, para cada mes. Estos datos son esenciales para evaluar el potencial solar y prever la eficiencia de los paneles solares en diferentes áreas. Se resumen los datos de radiación en la tabla [A.2](#).

Datos Energéticos y Económicos por comuna: Se rescatan datos de distintas fuentes gubernamentales con el fin de obtener información sobre los costos de energía por comuna, el consumo medio por vivienda en cada comuna, y la distribución de hogares por tramos de avalúo fiscal.

7.1.2. Simulaciones RETScreen

Se llevan a cabo simulaciones individuales RETScreen para cada una de las configuraciones especificadas en la tabla [8.6](#), manteniendo fijas las demás especificaciones técnicas. Estas simulaciones se ajustan considerando parámetros críticos como el azimuth y la inclinación de los paneles solares, lo que facilita la estimación de la producción energética potencial y evalúa la viabilidad técnica de los sistemas fotovoltaicos. Este proceso está diseñado para maximizar la eficiencia en distintos entornos.

7.1.3. Diseño y Ejecución de la Simulación Monte Carlo

La Fase 3 de la evaluación del Programa Casa Solar se centra en el uso de la simulación Monte Carlo, una herramienta estadística avanzada para modelar la variabilidad y la incertidumbre en las estimaciones de eficiencia energética.

- **Definición de Parámetros de Entrada:** Los parámetros de entrada para la simulación Monte Carlo se definen en función de los datos recopilados y los resultados obtenidos de las simulaciones RETScreen. Esto incluye variables específicas como la distribución de viviendas en los distintos tramos

de avalúo fiscal en cada comuna, el porcentaje de área favorable por comuna, perfiles horarios de generación fotovoltaica y consumo eléctrico, consumo eléctrico promedio por comuna y la generación obtenida para cada configuración en cada mes obtenida desde las simulaciones RETScreen.

- **Establecimiento de Distribuciones de Probabilidad:** Se establecen distribuciones de probabilidad para variables clave como la cantidad de beneficiarios del programa y la potencia instalada por beneficiario. Estas distribuciones son esenciales para modelar la gama de posibles resultados y comprender la variabilidad en el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos.
- **Configuración de la Simulación Monte Carlo:** La simulación se configura utilizando una biblioteca de Python adecuada para el análisis estadístico y la modelación de incertidumbres. Se hace uso de la librería NumPy por su eficacia en el manejo de grandes volúmenes de datos. La función `numpy.random` se utiliza para generar las distribuciones de probabilidad requeridas. Con el fin de graficar los resultados obtenidos se utilizan las librerías `seaborn` y `matplotlib`, las cuales son utilizadas, principalmente, para la visualización de datos estadísticos.
- **Análisis de Sensibilidad y Variabilidad:** A través de la simulación Monte Carlo, se realiza un análisis de sensibilidad que ayuda a identificar los parámetros más influyentes en la eficiencia y viabilidad del programa. Este análisis permite evaluar cómo las variaciones en estos parámetros afectan los resultados generales, proporcionando una comprensión más profunda de los factores críticos para el éxito del programa.
- **Integración de Datos y Resultados:** Los resultados de la simulación Retscreen se integran con los datos recopilados y se utilizan como entradas en la simulación Montecarlo con el fin de analizar las fluctuaciones que pueden afectar los resultados del programa. Integrar variabilidad de los parámetros principales del estudio permite una comprensión más completa de las potenciales eficiencias, costos y beneficios asociados al programa.

7.1.4. Análisis de Datos y Resultados

En el desarrollo de esta investigación, se realizó un análisis exhaustivo de los datos recopilados, específicamente centrado en el consumo y producción energética a nivel comunal. Este análisis permitió identificar patrones de consumo y evaluar la efectividad de las intervenciones propuestas. Utilizando indicadores financieros clave, se evaluó la viabilidad económica de los programas de subsidios energéticos, considerando tanto los costos directos como los beneficios a largo plazo.

Además, se llevaron a cabo análisis econométricos para comprender los factores que influyen en la efectividad de los programas y para prever los impactos potenciales de diferentes escenarios de implementación. Este

enfoque cuantitativo proporcionó una base sólida para las decisiones de política y estrategia. La validación de los supuestos estadísticos es fundamental para garantizar la fiabilidad de los análisis realizados en este estudio. En particular, la normalidad de las distribuciones de datos es una condición previa esencial para la aplicación de numerosos procedimientos estadísticos. Por esta razón, se han empleado pruebas de normalidad, incluyendo Anderson-Darling, Ryan-Joiner y Shapiro-Wilk, para evaluar la adecuación de los datos a una distribución normal. Estas pruebas son ampliamente reconocidas por su eficacia en diferentes contextos de producción y han sido detalladamente descritas y validadas en trabajos como el de Flores Tapia y Flores Cevallos (2021), donde se exploran estas metodologías en profundidad. La aplicación de estas pruebas asegura que los análisis estadísticos subsiguientes se basen en supuestos verificados, aumentando así la robustez de los resultados obtenidos.

En términos ambientales, se estimó el impacto de las iniciativas sobre la reducción de emisiones de CO₂, utilizando modelos estandarizados para cuantificar los beneficios ambientales. Esta evaluación es crucial para alinear los programas con los objetivos de sostenibilidad nacional e internacional.

Finalmente, se realizó una estimación detallada de los costos proyectados y los subsidios necesarios para fomentar la participación en el programa. Este análisis financiero integral asegura que las propuestas no solo sean sostenibles desde el punto de vista ambiental, sino también económicamente viables, maximizando así el retorno sobre la inversión para los participantes y la comunidad en general.

7.2. Fuentes de Datos y Recolección

En el estudio sobre la eficiencia energética del programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile, se emplean diversas fuentes de datos secundarios para posterior análisis técnico y detallado.

1. **Datos Geográficos y Solares:** Las coordenadas geográficas de cada comuna de la Región Metropolitana se obtienen a través de Google Earth. Esta información geográfica es esencial para analizar la distribución espacial de los sistemas de energía solar y su potencial.

Los datos de radiación solar de cada una de las comunas se adquieren del sitio web Explorador Solar, proporcionando información mensual de radiación solar por comuna, como así también los datos de pérdidas de generación dentro de la instalación. Además desde esta aplicación se obtienen datos sobre el perfil de generación eléctrica horaria de una instalación solar representativa.

Finalmente, desde el sitio Ciudad Solar se obtienen datos respecto al área favorable para la instalación de un sistema fotovoltaico.

2. **Datos Climáticos:** Se utilizan los datos geográficos proporcionados por una estación terrestre

perteneciente a la NASA, ubicada en la comuna de Quinta Normal y que se consideran representativos para la Región Metropolitana en lo que abarca el estudio. Estos datos son obtenidos mediante la herramienta RetScreen Expert.

3. **Datos Socioeconómicos:** Los datos sobre avalúo fiscal de los hogares y la población por comuna, obtenidos del Servicio de Impuestos Internos (SII), se emplean para generar constantes de probabilidad. Estas constantes tienen como finalidad representar adecuadamente cada comuna en términos de la distribución del valor de las viviendas. Este enfoque asegura que la simulación de la selección de beneficiarios refleje fielmente la realidad socioeconómica de las áreas estudiadas, y permite ajustar precisamente los copagos requeridos para la inversión en cada caso.
4. **Datos Consumo Eléctrico** Los datos correspondientes al consumo eléctrico promedio mensual por cada comuna, así como el precio promedio pagado por cada kWh de energía consumido por comuna, se obtienen desde el portal de la Comisión Nacional de Energía (CNE). El precio de cada kWh es obtenido desde las Tarifas Reguladas informadas por Enel a diciembre de 2023.

En este estudio, se adoptó un enfoque estadístico para individualizar los perfiles de demanda eléctrica a partir de los datos agregados de consumo residencial de Santiago, obtenidos del documento de Matías Ramiro Rojas Aravena (2019). Se multiplicó el consumo de cada hora por un factor aleatorio que sigue una distribución normal con media 1 y una desviación estándar de 0.3. Este método introduce una variabilidad controlada que refleja diferencias en los hábitos de consumo eléctrico entre diversas residencias, manteniendo la estructura general del perfil poblacional. La elección de una desviación estándar de 0.3 se basó en experimentación iterativa, donde se observó que proporciona un equilibrio adecuado entre variabilidad individual y adherencia al patrón de consumo global observado en los datos de Rojas Aravena (2019).

5. **Datos del Programa Casa Solar** Los datos correspondientes a las bases del programa, el monto total de beneficios entregados y la cantidad de participantes del Segundo Llamado del proyecto Casa Solar fueron obtenidos desde el sitio web oficial del programa y el sitio web del portal de transparencia. Para la simulación del programa, solo se consideran los datos correspondientes al Segundo Llamando del programa Casa Solar.
6. **Inversiones Privadas en Energía Solar:** Información sobre las capacidades instaladas de generación de energía eléctrica de fuentes privadas se recopila desde el archivo disponible en la página del Coordinador Eléctrico Nacional (cne.cl). Esta información permite comparar el rendimiento y la adopción de sistemas fotovoltaicos privados con los del programa Casa Solar.

El uso de estas fuentes de datos secundarios proporciona una base sólida para el análisis técnico necesario en

el estudio. La combinación de datos geográficos, solares, climáticos, socioeconómicos y de inversión privada en energía solar permite una evaluación detallada y objetiva del impacto y la viabilidad del programa Casa Solar.

7.3. Descripción de Herramientas Analíticas

7.3.1. RETScreen Expert

RETScreen es un software esencial para la planificación y análisis de proyectos de energía renovable, destacando por su precisión en la evaluación técnica y económica. La herramienta es conocida por tener desviaciones menores al 10% respecto a los datos reales, lo cual es crucial para la precisión en la predicción de la generación de energía solar. Sin embargo, su eficacia se ve directamente influenciada por la calidad de los datos ingresados, siendo esencial la exactitud y actualización de estos. Además, la comprensión clara de los parámetros técnicos es vital para configurar correctamente el modelo.

Durante este estudio se consideraron 16 configuraciones a simular en el software, dada las combinaciones posibles entre los distintos ángulos de inclinación y orientación con el fin de obtener una generación mensual para cada una de estas configuraciones. Para lograr lo anterior se utilizan los datos meteorológicos entregados por la estación terrestre de la NASA ubicada en Quinta Normal y los datos de radiación del explorador solar.

Dado el bajo coeficiente de variación que existe entre los datos de radiación para las comunas de la Región Metropolitana, se utilizan datos representativos de radiación mensual por comuna, con el fin de simplificar las tareas de simulación. Este análisis se profundiza en la sección Análisis de Datos.

Los parámetros técnicos considerados para la simulación en el software se pueden apreciar en la tabla presentada a continuación.

Tabla 7.1: Especificaciones técnicas de la instalación

Parámetro	Valor
Tipo de Celda	Mono-Si
Potencia	1000 W
Eficiencia Panel	20%
Coeficiente de Temperatura	0,4%/°C
Perdidas Misceláneas	14%
Eficiencia Inversor	96%
Capacidad Inversor	1000W

Al generar la simulación con los parámetros especificados en la tabla anterior, se obtienen resultados mensuales de generación para cada una de las 16 configuraciones, lo que nos permite, junto con los datos

de consumo, calcular los excedentes y autoconsumo eléctrico para cada uno de los participantes con el fin de obtener así flujos de caja representativos para los beneficiados.

4.3.2.1 Selección de Azimuth para Simulación RETScreen En la evaluación del Programa Casa Solar en Santiago de Chile, la elección del azimuth de los paneles solares es un factor crítico que influirá en la eficiencia energética del sistema. Para esta simulación, se han seleccionado tres orientaciones específicas: 0°, 30° y 45°. Estas opciones se han elegido teniendo en cuenta la maximización de la captación de energía solar y la adaptabilidad a diversos escenarios urbanos y arquitectónicos.

Azimuth de 0° (Norte Verdadero): Esta orientación se elige para optimizar la captación solar durante todo el año. En el hemisferio sur, apuntar los paneles directamente hacia el norte maximiza la exposición al sol, especialmente en los meses de invierno cuando el sol está más bajo en el cielo. Es la orientación estándar para sistemas solares en esta región y se adapta bien a una amplia gama de diseños de viviendas.

Azimuth de 30°: Una orientación de 30°, ya sea hacia el noreste o el noroeste, se considera para capturar eficientemente la energía solar durante las horas de la mañana o de la tarde. Esta elección puede ser particularmente ventajosa en entornos urbanos donde las construcciones vecinas o la topografía local pueden crear sombras durante ciertas horas del día. Permite una mayor flexibilidad en la adaptación a la arquitectura urbana sin comprometer significativamente la eficiencia del sistema.

Azimuth de 60°:

Elegir un azimuth de 60° es un compromiso entre la captación directa al norte y una orientación más orientada hacia el este o el oeste. Esta configuración puede ser útil en escenarios donde las estructuras del entorno generan sombras variables a lo largo del día o donde se busca un balance entre la eficiencia energética y la estética arquitectónica. Es una opción adecuada para viviendas con disposiciones de techo no estándar o para maximizar la captación solar en determinadas épocas del año.

Azimuth de 90°:

Una desviación de 90° respecto del norte es poco eficiente en términos energéticos, sin embargo, se considera esta orientación dado que esta dentro de las limitaciones técnicas establecidas en las bases del programa, y puede presentarse en viviendas que están orientadas tanto hacia al este como hacia el oeste, en las cuales no es posible reorientar los paneles fotovoltaicos.

Estas orientaciones de azimuth, seleccionadas para la simulación en RETScreen, ofrecen una visión equilibrada entre la eficiencia óptima de captación solar y la integración arquitectónica, considerando la variabilidad de la radiación solar a lo largo del día y las diferentes estaciones del año. Al combinar estas

orientaciones con los ángulos de inclinación seleccionados, el estudio proporcionará una evaluación detallada y realista del potencial de generación de energía solar en la Región Metropolitana de Santiago.

4.3.2.2 Selección de Ángulos de Inclinación para Simulación RETScreen

La elección de los ángulos de inclinación de los paneles solares es un aspecto crucial para optimizar la eficiencia de un sistema fotovoltaico. En el contexto de la Región Metropolitana de Santiago, se han seleccionado cuatro ángulos de inclinación específicos 15°, 23°, 33° y 43° para la simulación en RETScreen. Estos ángulos han sido escogidos para equilibrar la captación solar máxima con consideraciones prácticas y arquitectónicas.

Inclinación de 15° (Baja para Integración Arquitectónica):

Una inclinación más baja de 15° se selecciona para mejorar la integración arquitectónica en techos con poca pendiente o en estructuras donde una inclinación pronunciada no es viable. Aunque esta inclinación es menos eficiente en términos de captación solar, ofrece ventajas estéticas y puede ser más adecuada para ciertos diseños arquitectónicos urbanos. Además, minimiza la visibilidad de los paneles y puede ser preferible en zonas con restricciones estéticas o normativas. Esta inclinación se vuelve más eficiente comparativamente, cuando el ángulo de desviación respecto del norte es muy grande.

Inclinación de 23° (Optimizada para el Verano):

El ángulo de 23° está diseñado para mejorar la captación solar durante los meses de verano, reduciendo en una pequeña cantidad la generación eléctrica total anual respecto a la inclinación ideal. Esta configuración también puede representar viviendas con techos de pendientes similares coincidente con la arquitectura esperada en la región, dada la intensidad de las precipitaciones en la zona.

Inclinación de 33° (Igual a la Latitud):

Un ángulo de 33°, que es aproximadamente igual a la latitud de Santiago, se considera ideal para una captación solar óptima durante todo el año. Esta inclinación es eficaz para maximizar la exposición solar promedio, especialmente durante los meses de primavera y otoño, y se adapta bien a una variedad de estilos arquitectónicos residenciales.

Inclinación de 43° (Optimizada para el Invierno): El ángulo de 43° está diseñado para mejorar la captación solar durante los meses de invierno, cuando el sol está más bajo en el cielo. Esta inclinación es superior a la latitud del lugar, lo que permite captar más eficientemente la luz solar durante las horas de luz diurna más cortas. Es una opción estratégica para hogares que buscan maximizar la

generación de energía en invierno o para áreas donde la radiación solar es más limitada durante esta temporada.

Estas cuatro inclinaciones ofrecen un balance entre la eficiencia energética y la adaptabilidad a diferentes diseños de viviendas y consideraciones urbanísticas. Al utilizar estos ángulos en la simulación RETScreen, el estudio proporcionará una evaluación detallada del rendimiento de los sistemas fotovoltaicos en variadas configuraciones, reflejando una amplia gama de escenarios residenciales en la Región Metropolitana de Santiago.

7.3.2. Simulación Monte Carlo

La simulación Monte Carlo se destaca por su capacidad para modelar situaciones complejas y proporcionar una comprensión profunda de los riesgos y resultados potenciales. Esta técnica es versátil y aplicable en diversos campos, desde finanzas hasta ingeniería. Aunque es una herramienta poderosa, su precisión puede verse comprometida por entradas incorrectas o ecuaciones matemáticas mal definidas, y su eficacia depende del poder computacional disponible. Por lo tanto, es crucial validar los resultados de la simulación contra datos del mundo real para garantizar su fiabilidad y representatividad.

Este enfoque combinado de RETScreen y simulación Monte Carlo ofrece un equilibrio entre precisión técnica y una comprensión integral de riesgos e incertidumbres, siendo fundamental para el análisis del programa Casa Solar.

Para generar la simulación se genera un archivo Jupyter Notebook [A.1](#), con el fin de poder ordenar el código en Python y presentarlo de manera más simple. Con el fin de simplificar aun más el entendimiento del código se fracciona la estructura de este en distintas funciones que llevan a una simulación Montecarlo. A continuación, se describe cada una de las funciones que se presentan en el archivo anexo.

- **Importación de Librerías y Lectura de datos:** Las primeras líneas de código cumplen el objetivo de importar las librerías necesarias para el análisis, como también permiten extraer la información contenida en las tablas de un archivo Excel, el cual contiene datos sobre la distribución de avalúo fiscal, el área favorable por comuna, el precio de compra promedio de cada kWh por comuna, los copagos por tramo de avalúo fiscal, los perfiles de demanda eléctrica para los cuatro trimestres, los perfiles de generación representativos, las generación mensual obtenida por cada configuración simulada en RETScreen y el consumo promedio por comuna. Cada una de estas tablas se almacena en una variable tipo dataframe.
- **Función de Consumo Horario Mensual (CHM):** Esta función definida que toma como parámetro de entrada una comuna y una variación por defecto de 0,3, permite escalar el perfil de consumo

eléctrico horario en base al promedio mensual por comuna, permitiendo así obtener un perfil de consumo horario representativo para cada mes para la comuna ingresada. Además, se agrega la variación que se puede observar al estudiar el perfil de consumo horario de un cliente eléctrico individual, multiplicando el consumo esperado de cada hora por un número generado aleatoriamente en base a una distribución normal de media 1 y desviación estándar de 0,3. Los números aleatorios fueron generados mediante la función de numpy “random.normal()”.

- **Función de Generación Horaria Mensual (GHM):** Esta función es similar a la función definida anteriormente, toma como entrada una de las posibles configuraciones y un coeficiente de variación que por defecto toma el valor de 0,02, en base a estos parámetros se escala el perfil horario de generación eléctrica y el cual distorsionamos con una pequeña variación obtenida en base a lo expuesto en Análisis de Datos.
- **Función Medición de Excedentes (ME):** La función toma como parámetro de entrada el nombre de una comuna, una configuración y una potencia para poder medir la cantidad de excedentes de energía generada por los paneles y el autoconsumo de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. La forma de calcular el excedente consiste en restar las matrices obtenidas por la función GHM con la CHM, de esta manera estaríamos restando el consumo eléctrico con la generación eléctrica, y la suma de todos los valores mayores a cero comprenderían el total de excedentes de electricidad exportados a la red durante un año. La cifra correspondiente al autoconsumo se obtiene restando la generación total anual con los excedentes. Como retorno se obtienen los excedentes, el autoconsumo, y la cantidad de energía generada en total.
- **Función Ingreso(I):** Esta función tiene como parámetro de entrada una comuna, una configuración y una potencia. En base a excedentes, autoconsumo y generación total obtenida al ejecutar ME, se obtiene el retorno esperado en pesos, los kWh generados y las toneladas dióxido de carbono equivalentes según la tasa de conversión obtenida desde el Ministerio de Energía.
- **Función Análisis Financiero por Comuna (AFC):** Esta función está diseñada para generar flujos de caja en base a un retorno anual obtenido mediante la función I. Se considera un horizonte de 25 años para el proyecto dada la vida útil del sistema, y también se consideran para el flujo de caja, efectos por crecimiento en los precios de energía eléctrica, como también el decrecimiento de la eficiencia de los paneles solares. Esta función en conjunto con la función auxiliar “Calculo de Payback Descontado”(cpbd), nos permite obtener los principales indicadores financieros para la inversión que contempla un beneficiario con una respectiva comuna, configuración, potencia y avalúo fiscal determinado. Se considera de forma predeterminada una tasa de costo de capital de un 8%.

- **Función Simulación Monte Carlo (`simulacion_montecarlo`):** Esta función toma como entrada a dos objetos tipo “arrays” (o arreglos de datos), los cuales son obtenidos desde las tablas mencionados anteriormente AF y Prob. Estas tablas son normalizadas y convertidas en objetos tipo array antes de definir la función Simulación Monte Carlo. En esta función se selecciona un número de participantes total para la región mediante una distribución triangular de la librería “numpy”, con los mínimos y máximos establecidos en las bases del programa y la moda se establece igual al máximo de beneficiarios permitido para la Región Metropolitana. Luego se selecciona un número entre 6 a 9 que representará la cantidad de comunas participantes del programa para luego asignar estas comunas aleatoriamente en base a los pesos de probabilidad obtenidos al cruzar la tabla de área favorable y la tabla con el total de candidatos dentro de los rangos de avalúo fiscal estudiado. A continuación, en el código se aprecia un algoritmo para repartir los participantes en las comunas correspondientes que se ilustra a continuación.

1. Para cada una de las comunas asignadas, se escoge el máximo entre la restricción del mínimo por comuna, que corresponde a 100 participantes, y un número aleatorio generado según una distribución normal, el cual posee de media la multiplicación entre el número total de participante y la probabilidad normalizada para las comunas asignadas, y como desviación estándar se fija el número 50.
2. En el caso en el cual la suma de la asignación de participantes por comuna sea mayor a la restricción de 1000 beneficiados para la Región Metropolitana, se resta un beneficiado a cada comuna con más de 100 participantes hasta cumplir con dicha restricción.

Esta función entrega finalmente un diccionario con cada una de las comunas seleccionadas y los participantes de cada una de las comunas.

- **Función Distribuir Participantes en Tablas (`distribuir_participantes_en_tablas`):** Esta función toma como parámetros de entrada un diccionario de participantes, tal como el obtenido desde la función “`simulacion_montecarlo`”, tablas de distribución de avalúo fiscal y el número de configuraciones distintas. Esta función distribuye a los participantes por tramos, según la proporción de cada comuna, y también asigna a cada beneficiario una configuración completamente aleatoria, retornando un diccionario donde a cada una de las comunas se le otorga un array de distribución de configuración y tramo de avalúo fiscal.
- **Función Distribuir Participante con Potencia (`distribuir_participantes_con_potencia`):** Con el fin de distribuir las distintas opciones de potencia de la instalación para el diccionario con la información de los beneficiarios obtenidos anteriormente, se genera esta función mediante una función

binomial proporcionada por la librería numpy con la cual es posible distribuir las potencias de las instalaciones con igual peso para ambas opciones. Finalmente se obtiene un nuevo diccionario donde a cada comuna se le asigna a su vez un nuevo diccionario el cual contiene un array de distribución para cada potencia.

- **Función Calcular Promedios financieros (`calcular_promedios_financieros`):** Esta función retorna los principales indicadores financieros para un diccionario de participante tal como el obtenido mediante la función “`distribuir_participantes_con_potencia`”. Se utiliza la función definida anteriormente, AFC, para obtener los promedios financieros de cada beneficiario con el fin de retornar los promedios financieros totales y por comuna. Esta función entrega resultados correspondientes a una simulación del Programa Solar. Con el fin de analizar la distribución de los posibles indicadores financieros se genera una nueva función.
- **Función Realizar Análisis Montecarlo (`realizar_analisis_montecarlo`):** Las entradas de esta función corresponden al numero de simulaciones, y los arrays generados con el fin de estandarizar tablas de información. La función permite repetir la simulación el número deseado de veces, almacenando la información para poder retornar gráficos con las distribuciones obtenidas para los indicadores financieros y generación de energía, los promedios totales para los indicadores financieros, el valor del VaR del 5% para los indicadores, datos de generación, subsidios, GEI equivalentes y una tabla con los resúmenes por comuna.
- **Gráficos:** Se generan mapas coropléticos interactivo en Python para los principales resultados obtenidos por comuna, con el fin de ilustrar como se comportan los resultados con relación a la distribución geográfica de las comunas. Para realizar estos mapas se obtiene la división comunal poligonal de la Región Metropolitana de Chile desde la Biblioteca del Congreso Nacional. Una vez obtenidos los polígonos correspondientes se cargan al programa mediante la biblioteca “geopandas” y se filtra la información. De la misma manera se estandariza la información de los resultados obtenidos desde la simulación, generando una tabla para cada mapa. Estas tablas son convertidas a un formato “json” y a través de la biblioteca “bokeh” se configura el gráfico y finalmente se guarda el código html que presenta el mapa correspondiente.

A continuación, se ilustra en la figura 7.1 la anidación de funciones para un mejor entendimiento del flujo de información dentro del código.

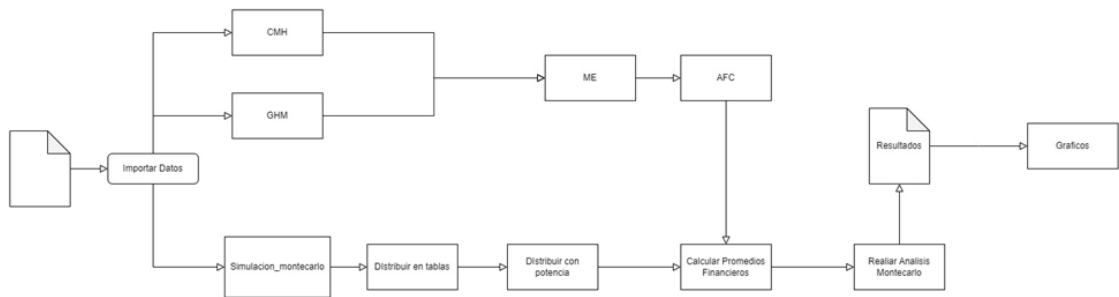


Figura 7.1: Anidación de funciones

Finalmente se presenta la tabla con las distribuciones de probabilidad de las principales variables consideradas en el programa de simulación, con los respectivos parámetros que caracterizan las distribuciones expuestas.

Tabla 7.2: Distribución de Variables

Variable	Distribución	Parámetros
Consumo Horario Mensual	Normal	1; 0,3
Generación Horaria Mensual	Normal	1; 0,02
Número de Comunas	Uniforme	6;9
Numero de Participantes	Triangular	700; 1000; 1100
Número de Participantes por Comuna	Aleatoria	Pesos por comuna
Número de Participantes por Tramo	Aleatoria	Pesos por tramo
Número de Participantes por Configuración	Uniforme	1;16
Número de Participantes por Potencia	Binomial	Número de Participantes; 0,5

8. Recolección de Datos

8.1. Análisis de las fuentes de datos utilizados para el estudio

En esta sección se expone la fuente y las transformaciones aplicadas de los datos considerados para generar la simulación y que a su vez, estos se consideran factores clave que influyen en la viabilidad y el rendimiento del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile. A través de un proceso meticuloso de recolección y análisis de datos, se examinan aspectos como el avalúo fiscal de las viviendas, la probabilidad de adopción del programa por comuna, el consumo eléctrico promedio, perfiles de demanda, costos y precios de la energía, así como la radiación solar y las configuraciones óptimas de los paneles solares. Esta investigación detallada nos permite comprender no solo el panorama actual de la energía solar fotovoltaica, sino también explorar su potencial y factibilidad en distintas dimensiones socioeconómicas y medioambientales.

Avalúo Fiscal

Para evaluar el impacto socioeconómico del Programa Casa Solar, se procesaron los datos de avalúo fiscal de todas las viviendas en la Región Metropolitana, obtenidos del Servicio de Impuestos Internos. Estos datos se clasificaron en tramos correspondientes para cada comuna según la información entregada por las bases del Programa Casa Solar, el que se resume en la tabla 8.1. Esto nos permite un análisis detallado de la distribución económica de los posibles beneficiarios del programa. Se detalla la cantidad de viviendas dentro de cada uno de los tramos de avalúo fiscal consideradas en la base del programa, para cada una de las comunas estudiadas en la tabla A.3 .

Tabla 8.1: Avalúo fiscal por tramo

Tramo	Avalúo Fiscal (AF)
T1	$0 < AF \leq \$30,485,920$
T2	$\$30,485,920 < AF \leq \$40,637,731$
T3	$\$40,637,731 < AF \leq \$50,820,029$
T4	$\$50,820,029 < AF \leq \$60,971,840$
T5	$\$60,971,840 < AF \leq \$71,123,651$
T6	$\$71,123,651 < AF \leq \$81,305,949$
T7	$\$81,305,949 < AF \leq \$91,457,760$

Probabilidades de Selección por Comuna

Este análisis involucró determinar áreas favorables para la instalación de paneles solares en distintas comunas desde la plataforma Ciudad Solar. Se multiplicó el número total de viviendas con avalúo fiscal considerado dentro de los tramos descritos en la tabla anexa A.3, por la superficie disponible para paneles solares, y luego se normalizaron estas cifras para obtener la probabilidad de participación en el programa por comuna. Los valores de probabilidad correspondientes para cada comuna se muestran en la tabla A.4.

Consumo Eléctrico Mensual

Se consideró la totalidad de la energía facturada a los clientes BT1 y se dividió por el número total de clientes facturados en esta categoría. Este proceso nos permitió obtener el consumo promedio de energía eléctrica por mes en cada comuna, proporcionando una base para entender la demanda energética actual. Se resumen los promedios mensuales por comuna en la tabla A.5.

Perfiles de Demanda eléctrica

Se recopilamos patrones de perfiles de demanda típicos en la zona central de Chile para los cuatro trimestres del año, obtenidos del documento “Elaboración de Perfiles de Demanda a Nivel Distribución para Efectos de Consideración en Planificación Energética de Largo Plazo” (Rojas, 2019). Estos perfiles se escalaron según los promedios de consumo mensuales obtenidos para cada comuna, ofreciendo una visión representativa de los patrones de consumo. A continuación, en la figura 8.1, se presentan los perfiles de consumo utilizados para representar el consumo de los participantes del programa.

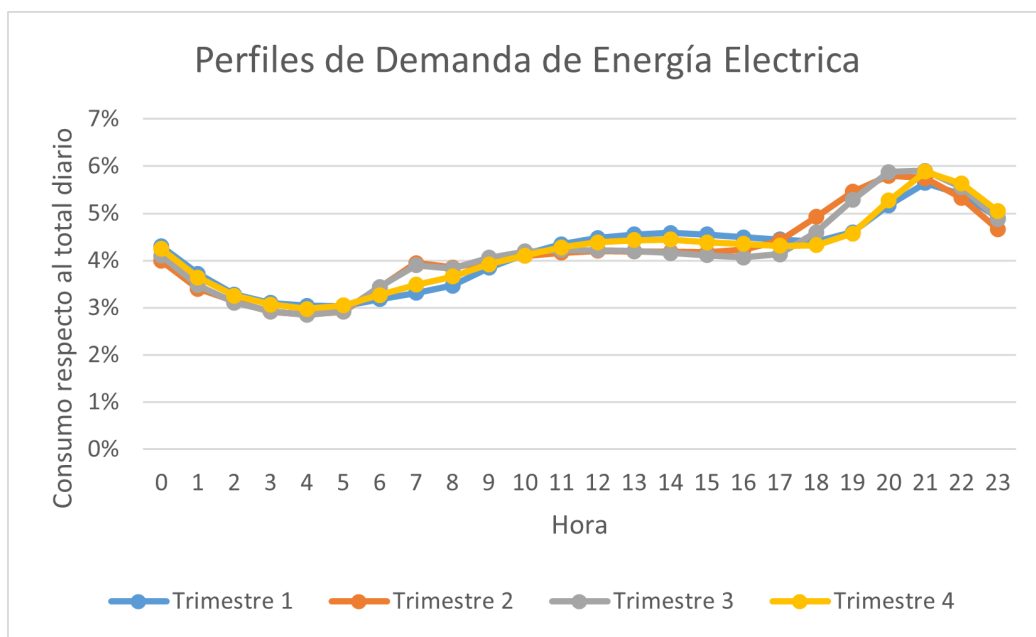


Figura 8.1: Perfiles de demanda diarios de energía eléctrica para la zona central de Chile

En la imagen anterior se presentan los perfiles de consumo eléctrico horario representativos para cada trimestre en la zona central de Chile. Estos perfiles son escalados mediante los datos de consumo mensual por comuna y se contrasta el ejemplo de la comuna de Vitacura en la figura 8.2.

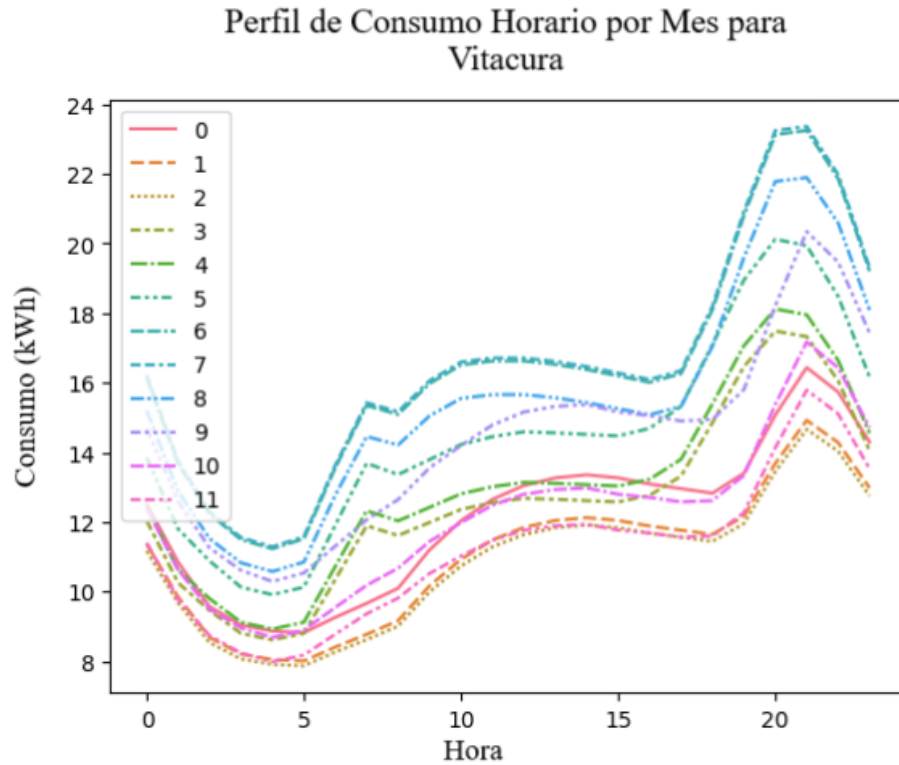


Figura 8.2: Perfil de Consumo eléctrico idealizado para Vitacura

Sin embargo, tal como incluye Rojas en su documento, el perfil de una residencia por si sola presenta una mayor variabilidad que la que se puede observar de forma agregada. Con el fin de incluir esta variabilidad en la simulación se establece un parámetro de variación del consumo eléctrico con el fin de que los cálculos obtenidos tanto del excedente como del autoconsumo eléctrico sean más representativos. Un ejemplo de variabilidad en el consumo generada con un coeficiente de variabilidad de 0.3 queda contrastado en la figura 8.3.

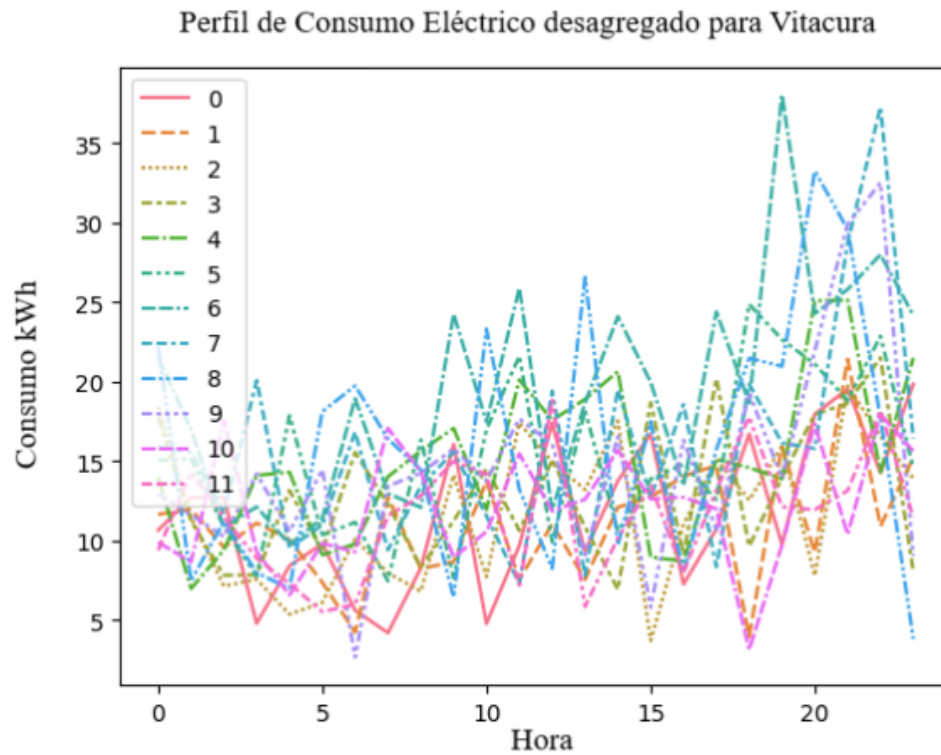


Figura 8.3: Ejemplo de Consumo horario Mensual con Coeficiente de Variación igual a 0.3

Costo Promedio de kWh por Comuna

El precio promedio de costo de kWh para cada comuna se calculó utilizando datos de Energía Abierta. Este cálculo se basó en dividir el costo de la cuenta tipo de cada comuna por los 180 kWh de consumo que se utilizaron como base para el estudio, proporcionando una cuantificación del coste energético por comuna. Los valores correspondientes al costo de cada kWh por comuna se detallan en la tabla anexada [A.6](#). Estos datos se contrastan en la figura [8.4](#).

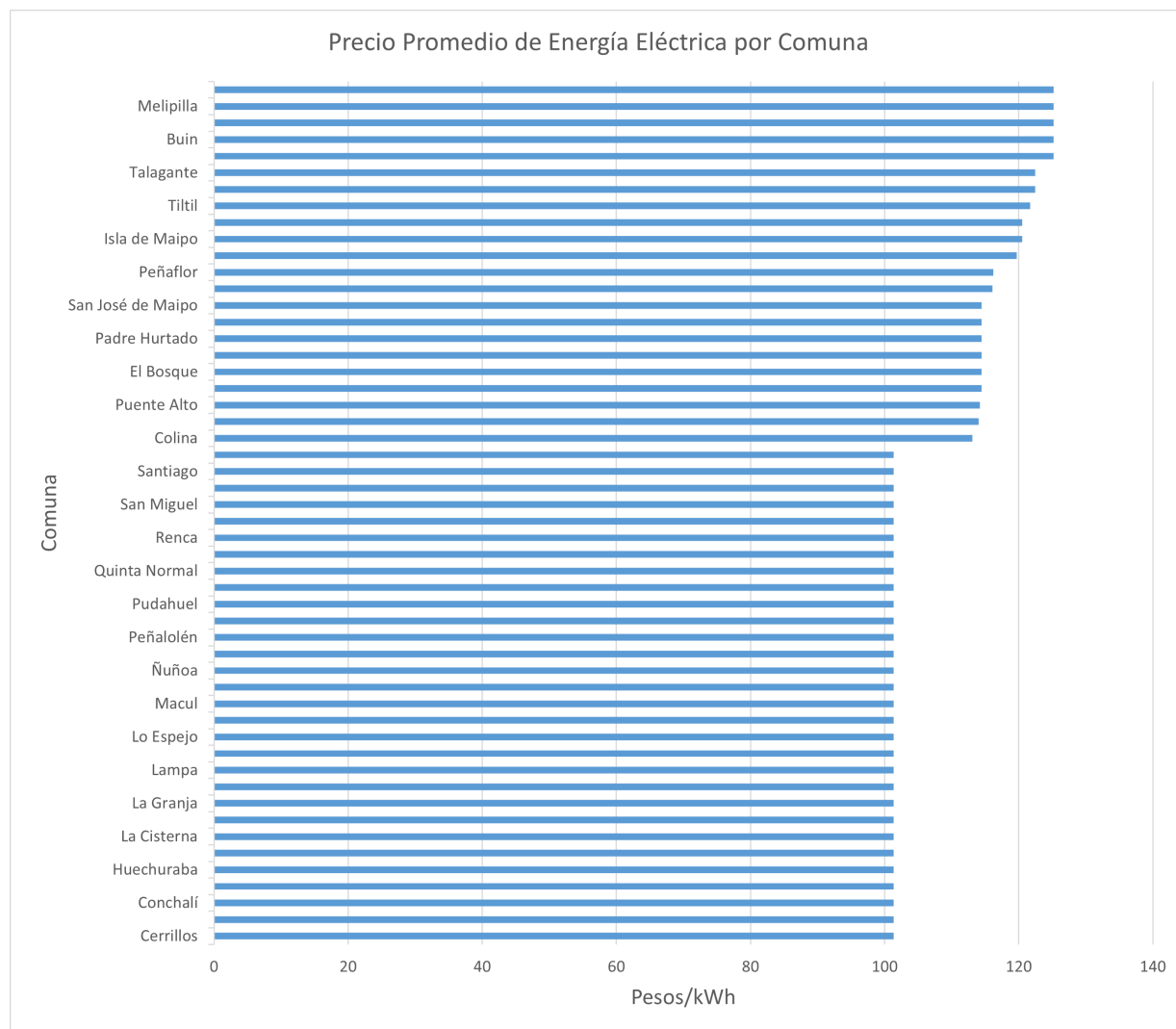


Figura 8.4: Precio promedio de la electricidad en cada comuna

Precio de Exportación de la Energía Eléctrica a la Red

Para comprender el aspecto económico de la venta de energía, se obtuvo el precio de venta de cada kWh desde las tarifas de suministro de clientes regulados publicadas en Enel.cl. Este dato es crucial para calcular la rentabilidad potencial de la inversión en paneles solares. En esta ocasión el precio de exportación de energía a la red es el mismo para todas las comunas. Considerando los valores entregados por Enel para Diciembre de 2023, el precio de exportación de cada kWh es de 90,8344 pesos chilenos.

Análisis de Radiación Solar Horizontal

Se realizó un análisis de la radiación solar horizontal para cada mes en las comunas de la Región Metropolitana, con datos obtenidos del Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile. Con el fin de simplificar las tareas de simulación se busca generar supuestos en torno a la irradiancia solar en la región. Para realizar

un análisis descriptivo de los datos recolectados se confeccionaron diagrama de caja y bigote, gráfico de probabilidad de distribución normal de los residuales y las principales medidas de tendencia central.

Tabla 8.2: Medidas de tendencia central de la radiación solar horizontal en la Región Metropolitana

Promedio	5,38
Desviación Estandar	0,11
Coefficiente de Variación	2,00 %

De la tabla 8.2 se puede apreciar una baja variación de los datos, lo que en principio puede suponer una simplificación del problema en lo que respecta a suponer una misma distribución de irradiancia para cada una de las comunas estudiadas. A continuación, en la figura 8.5 se presenta un gráfico de caja y bigotes para estudiar la distribución de los datos.

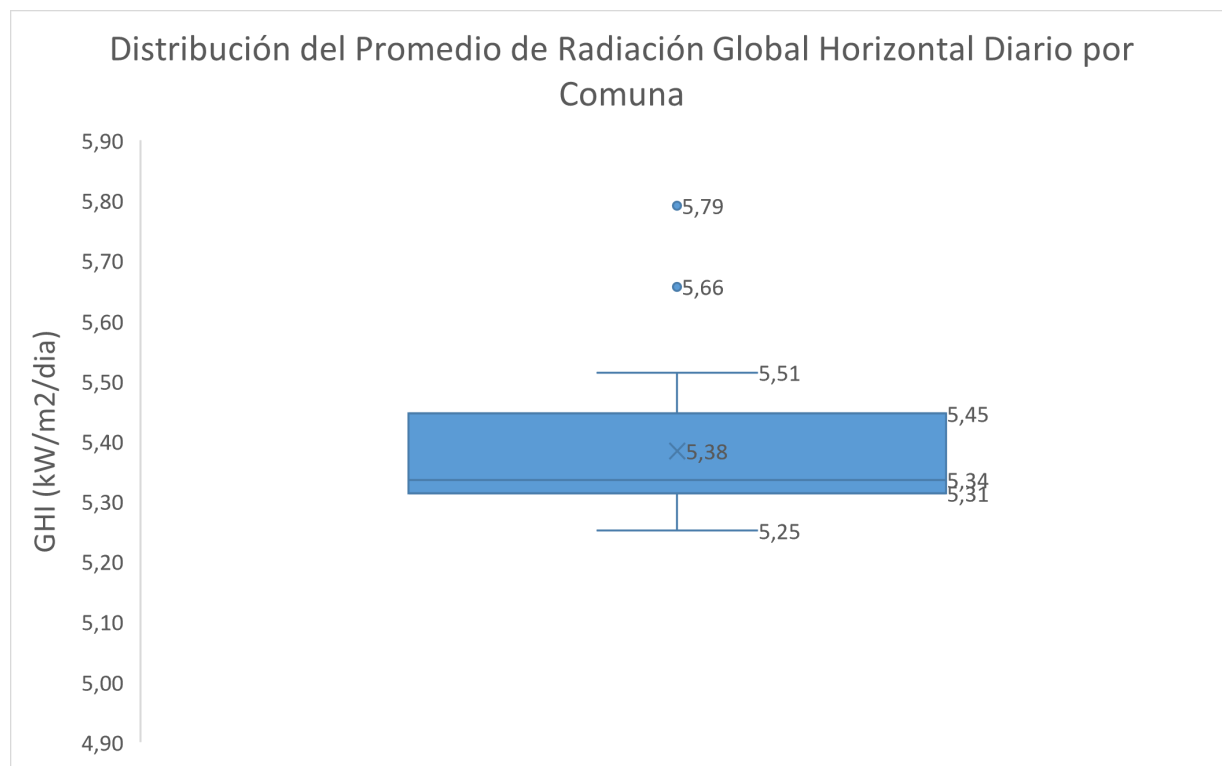


Figura 8.5: Distribución del promedio de radiación global horizontal diario por comuna

El diagrama de caja y bigotes evidencia la presencia de 3 datos atípicos que representan la irradiancia en las comunas de Colina, Til Til y Lampa, de las cuales podemos decir que presentan una magnitud que supera la suma correspondiente al tercer cuartil más 1,5 veces la suma de rango Inter-cuartil, por lo que se consideran atípicos para esta distribución. Finalmente, para esta misma distribución se grafican los residuales para comprobar si su distribución tiende a una forma normal.

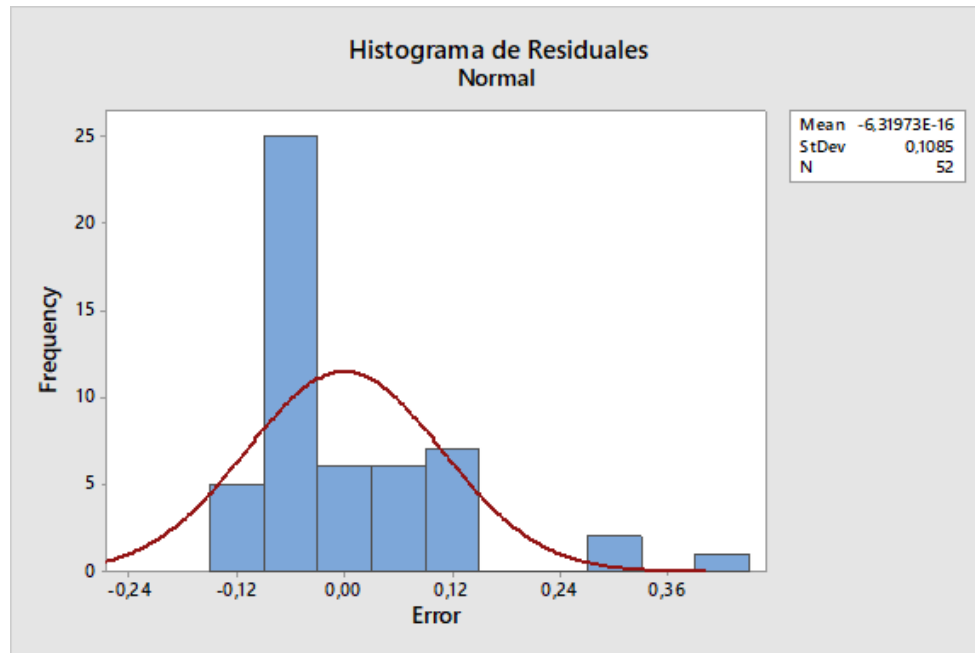


Figura 8.6: Histograma de residuales para el análisis de la irradiancia considerando todas las comunas

La figura 8.6 muestra la distribución de residuales la cual a simple vista pareciera no cumplir con una distribución normal, por lo tanto, se aplica la prueba de hipótesis de Ryan-Joiner donde los resultados se muestran en la tabla 8.3.

Tabla 8.3: Resultados de la prueba de normalidad

Desviación Estandar	0,1074
Observaciones	52
RJ	0,902
Valor-P	<0,010

Dado que se obtiene un valor P menor a 0.010 consideramos que los residuales de los datos de irradiancia solar por comuna no se distribuyen de forma normal, por lo que se descartan los datos atípicos, como lo son las comunas de Colina, Lampa y Til Til, las cuales presentan una irradiancia significativamente mayores en comparación al resto de las comunas. Se vuelve a analizar la nueva distribución ahora con solo las 49 comunas restantes obteniendo los resultados ilustrados en la tabla 8.4.

Tabla 8.4: Nuevas medidas de tendencia central

Promedio	5,3646 KWh/ m^2 *día
Desviación Estandar	0,0732
Coefficiente de Variación	1,37%

Tal como se esperaba, se reduce el promedio respecto a la distribución anterior, ya que los datos atípicos

escapaban el límite superior, de la misma manera disminuyeron en magnitud los indicadores de dispersión de los datos dado que las comunas excluidas presentaban datos muy superiores a la media, lo cual potenciaba a los indicadores de dispersión. Se analiza esta nueva distribución generando un nuevo gráfico de caja y bigotes presentado en la figura 8.7.

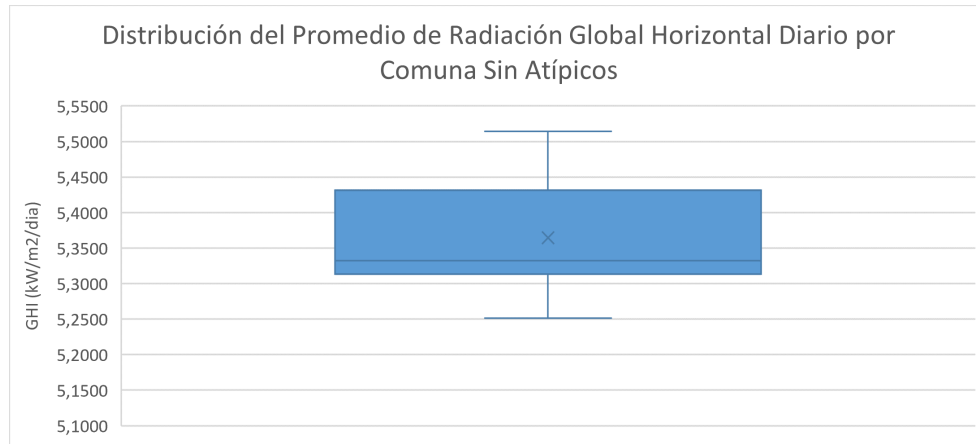


Figura 8.7: Distribución del promedio de radiación global horizontal diario por comuna excluyendo datos atípicos

En la figura 8.7 anterior se puede apreciar que la distribución se asemeja más a una normal que la anterior, sin embargo, no tiene la morfología que identifica a una curva normal, por lo tanto, se realiza la prueba de hipótesis con el fin de confirmarlo cuantitativamente

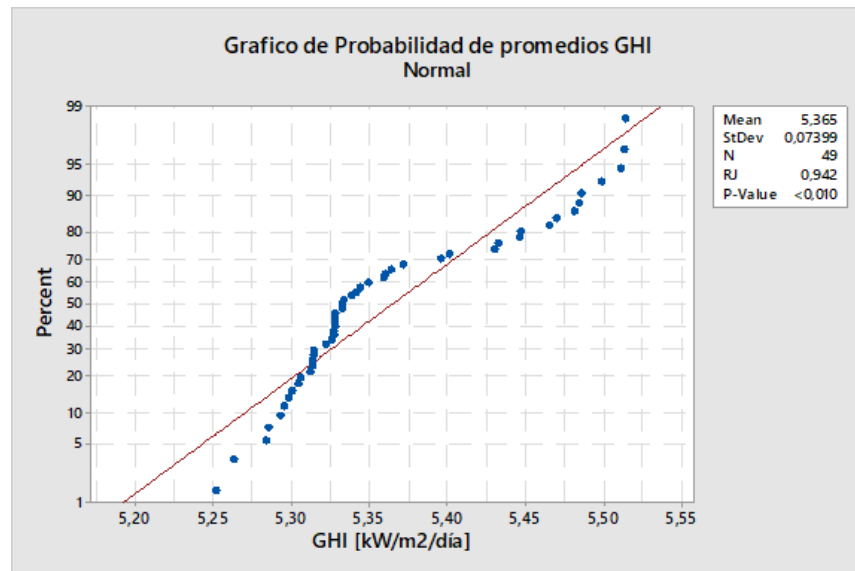


Figura 8.8: Prueba de normalidad para la irradiancia en la comunas de la Región Metropolitana excluyendo datos atípicos

De la figura 8.8 se rechaza que los datos se distribuyan de forma normal, sin embargo, utilizaremos esta distribución ya que es la que presenta un mayor estadístico de la prueba de hipótesis de Ryan-Joiner, por lo que se excluyeron los valores atípicos para obtener una irradiancia que sea representativa para todas las comunas, lo que nos permitió utilizar una misma irradiancia mensual promedio para todas las comunas expresadas en la tabla 8.5.

Tabla 8.5: Irradiancia promedio por mes

Mes	Irradiancia Promedio $\text{kwh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$
Enero	8,71
Febrero	7,75
Marzo	6,21
Abril	4,24
Mayo	2,71
Junio	2,19
Julio	2,31
Agosto	3,04
Septiembre	4,51
Octubre	6,04
Noviembre	7,86
Diciembre	8,80

Configuraciones de Paneles Solares

Se establecieron 16 configuraciones diferentes de ángulos de inclinación y orientación para los paneles solares consideradas representativas para los potenciales participantes del Programa Casa Solar. Las configuraciones se muestran en la tabla 8.6.

Para cada configuración, se calcularon los resultados de generación eléctrica mensual, ofreciendo variabilidad del estudio, al mismo tiempo que se consideran los detalles geográficos y arquitectónicos que pueden afectar el rendimiento del proyecto.

Tabla 8.6: Configuraciones

N°	Azimuth °	Inclinación °
1	0	15
2	0	23
3	0	33
4	0	43
5	30	15
6	30	23
7	30	33
8	30	43
9	60	15
10	60	23
11	60	33
12	60	43
13	90	15
14	90	23
15	90	33
16	90	43

Cotización de Kits Fotovoltaicos: Se cotizan kits fotovoltaicos más su instalación, considerando ofertas de privados en el comercio electrónico. Se focalizó en sistemas de 1kWp y 2kWp, lo que proporciona una base para cuantificar los subsidios que debe entregar el Agente Estatal correspondiente para financiar el programa. Los costos considerados para la adquisición de estos sistemas se detalla en la [tabla 8.7](#)

Tabla 8.7: Cotización kits fotovoltaicos

Potencia	Precio CLP
1kWp	\$1.550.000
2 kWp	\$2.350.000

La [tabla 8.7](#) considera tanto los productos necesarios para la instalación del kit fotovoltaico como también la instalación por un profesional y la certificación SEC necesaria. El detalle del presupuesto se especifica en las [tablas 8.8](#) y [8.9](#).

Tabla 8.8: Detalle de cotización kit de 1kWP

Item	Cantidad
KIT SOLAR 1 KW Ongrid auto instalación	-
Panel fotovoltaico Risen 450-Watt Perc, Mono Half Cel	2
Microinversor en Red Hoymiles 1500VA, 220VAC-50Hz	1
Cable solar 2 x 6.0 mm2	20
MC4-S 5 Conector Tipo MC4	6
UF-R2-4200 Riel Aluminio	2
UF-AD-FL 9 Conector Tipo L Ajustable	5
UF-AD-3060 9 Soporte Ajustable 30-60"	5
UF-IC40 16 Conector Unión Placa 40mm	6
UF-EC40 8 Conector Terminal Placa 40mm	4
Instalación, puesta en marcha y tramitación de documentos	1
Neto	-
IVA	-
Total IVA incluido	\$ 1.550.000

Tabla 8.9: Detalle de cotización kit de 2KWp

Item	Cantidad
KIT SOLAR 2 KW Ongrid auto instalación	-
Panel fotovoltaico Risen 450-Watt Perc, Mono Half Cel	4
Microinversor en Red Hoymiles 1500VA, 220VAC-50Hz	1
Cable solar 2 x 6.0 mm2	20
MC4-S 5 Conector Tipo MC4	10
UF-R2-4200 Riel Aluminio	2
UF-AD-FL 9 Conector Tipo L Ajustable	5
UF-AD-3060 9 Soporte Ajustable 30-60"	5
UF-IC40 16 Conector Unión Placa 40mm	8
UF-EC40 8 Conector Terminal Placa 40mm	4
Instalación, puesta en marcha y tramitación de documentos	1
Neto	-
IVA	-
Total IVA incluido	\$2.350.000

Inversiones Privadas: Se recopilieron datos sobre inversiones privadas desde el archivo de capacidad instalada de generación, complementándolos con información disponible de agentes eléctricos. Esto permitió tener una visión completa del panorama de inversiones privadas en energía solar en la región, tal como se ilustra en la sección 6.6. Una vez obtenida la generación eléctrica estimada mediante la simulación, se generan los parámetros de rendimiento energéticos de proyectos privados de inversiones comparables con el fin de contrastar los resultados del programa en términos energéticos y medioambientales.

Parámetros de pérdidas: Se utiliza como parámetro de pérdidas el detallado en el documento que respalda el modelo de referencia de la herramienta explorador Solar del ministerio de Energía (Molina Monje & Martínez, 2017). La obtención del parámetro de pérdida se detalla en la tabla 8.10.

Tabla 8.10: Parámetros de pérdida

Factor	Pérdida
Suciedad	2 %
Sombras del entorno (árboles, construcciones adyacentes, etc.)	3 %
Imperfecciones de fabricación	2 %
Cableado	2 %
Conectores	0.5 %
Degradación de las celdas por luz incidente	1.5 %
Tiempo apagado	3 %
Diferencias entre los valores de laboratorio y la realidad de las especificaciones técnicas	1 %
Pérdida Total (PT)	14.08 %

9. Resultados

9.1. Resultados de las simulaciones RETScreen

Para simular las distintas configuraciones se usaron los mismos parámetros de entrada especificados en la sección 7, variando únicamente los ángulos de inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos. A continuación, se presenta un gráfico que resume los resultados de la simulación.

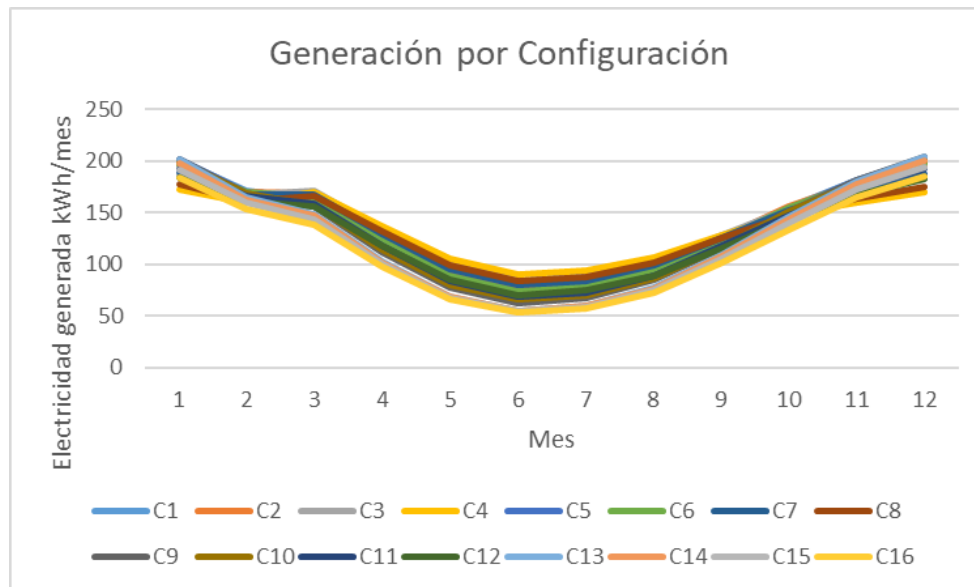


Figura 9.1: Gráfico de generación eléctrica mensual de las 16 configuraciones simuladas en RETScreen

Del gráfico anterior se observa que las estimaciones para las instalaciones con menor desviación respecto del norte geográfico son las que presentan la mayor cantidad de energía producida anualmente. Análogamente, a medida que aumenta la desviación respecto del Norte, disminuye la capacidad de generación. Esta tendencia se resume en la tabla 9.1 .

Tabla 9.1: Generación promedio kWh según orientación

Orientación	Generación Promedio kWh
0°	1651,95
30°	1632,79
60°	1571,75
90°	1470,79

Al analizar como varia la generación eléctrica de acuerdo con la inclinación de los paneles solares respecto a la horizontal, podemos apreciar que en promedio la inclinación de 23° es la que representa la mayor generación en promedio. La afirmación anterior se contrasta en la tabla 9.2.

Sin embargo, la inclinación de 23° no es la mejor para todas las orientaciones respecto al norte. Observamos

Tabla 9.2: Generación promedio kWh según inclinación

Inclinación	Generación Promedio kWh
15°	1587,72
23°	1598,34
33°	1588,82
43°	1552,38

una tendencia que sugiere que, a una mayor desviación respecto del norte, es preferible una menor inclinación respecto a la horizontal, en términos de generación de energía anual. Dicha tendencia se contrasta en la tabla 9.3.

Tabla 9.3: Inclinación más eficiente según orientación

Orientación	Inclinación Óptima
0°	33°
30°	33°
60°	23°
90°	15°

Esta tendencia se justifica debido a que cuando existe una gran desviación del ángulo de orientación respecto al norte, una menor inclinación respecto a la horizontal permite una mayor captación de radiación para la misma área.

Los resultados de generación eléctrica mensual de cada una de las 16 configuraciones obtenidos desde RETScreen, son utilizados como parámetro de entrada para la posterior simulación Monte Carlo.

9.2. Resultados de la simulación Monte Carlo

Con el objetivo de prever la eficiencia del programa en términos económicos, sociales y ambientales, se desarrolla un modelo probabilístico. Este modelo simula la selección aleatoria de participantes utilizando datos recolectados de fuentes abiertas, adhiriéndose a las restricciones de las bases del programa y aplicando supuestos específicos para optimizar los recursos de simulación.

En cada escenario modelado, se generan distintas distribuciones de hipotéticos participantes a los cuales se le asigna individualmente una comuna de residencia, una configuración de instalación, la potencia del sistema fotovoltaico, un perfil de demanda eléctrica y su tramo de avalúo fiscal correspondiente. Estas características se asignan de acuerdo a las distribuciones especificadas en la tabla 7.2

La simulación Monte Carlo, al ejecutarse para simular 5000 escenarios distintos, permite estudiar la distribución de los resultados promedio de cada escenario. Estos promedios se calculan a partir de la energía generada y los flujos de caja de cada participante, lo que permite evaluar técnicamente el proyecto en términos económicos, social y ambientales.

Para evaluar adecuadamente el impacto del programa, se estudia como afectan a los resultados del programa modificaciones en distintas variables, como la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto.

9.2.1. Resultados Financieros promedios desde la perspectiva de los participantes

Considerando la inversión inicial y los ingresos futuros derivados tanto de los excedentes de energía exportados a la red como de los ahorros generados por el autoconsumo energético, es posible generar indicadores financieros que puedan cuantificar las características de la inversión por parte de los beneficiarios que participan en el programa.

A través de indicadores financieros como el VAN, la TIR y el período de recuperación es posible cuantificar la rentabilidad de inversión para el promedio de los participantes de cada uno de los 5000 escenarios simulados. Al generar los resultados se obtienen distribuciones de resultados que son posibles de evidenciar en gráficos.

Se observa una distribución de resultados que se aproxima a una normal en cada uno de los indicadores financieros. La distribución de la variable TIR se contrasta en la figura 9.2, y es posible apreciar una morfología que se asemeja a una distribución normal con una tendencia leptocúrtica y con una leve asimetría positiva. Esto indica que los datos se encuentran menos dispersos de lo normal, mientras que al mismo tiempo existe un sesgo positivo, lo que sugiere que el valor promedio de estos datos es mayor al de la media

de estos mismos.

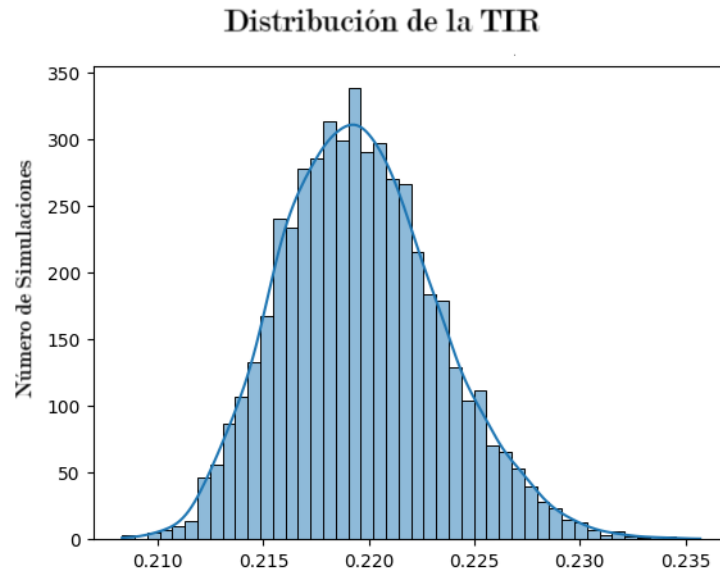


Figura 9.2: Gráfico de la distribución de la TIR obtenido desde la simulación Monte Carlo

Análogamente, para el indicador financiero VAN, se puede distinguir una distribución normal con tendencia leptocúrtica con una leve asimetría positiva, por lo que es posible llegar a la misma conclusión que para la TIR. En la figura 9.3 es posible apreciar el gráfico que representa la distribución de los resultados obtenidos para este indicador financiero.

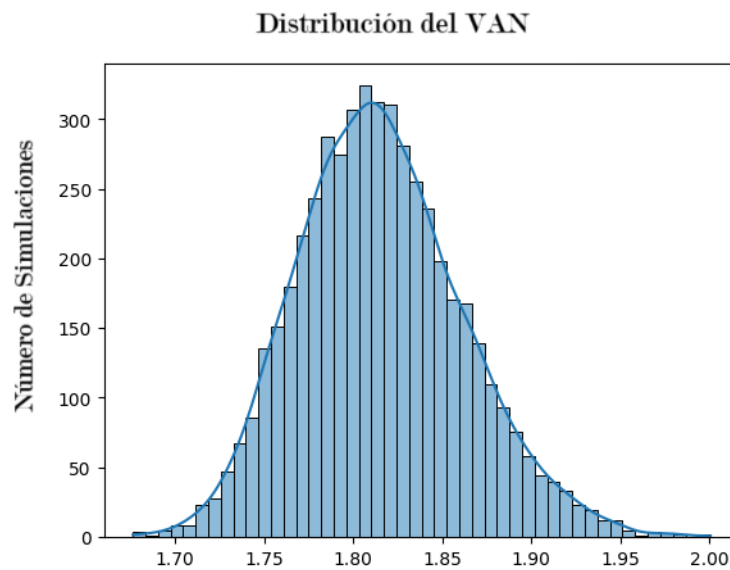


Figura 9.3: Gráfico de la distribución del VAN, en millones de pesos, obtenido desde la simulación Monte Carlo

A la hora de analizar la distribución del periodo del retorno de inversión descontado, o simplemente payback descontado, se reconoce una distribución que se asemeja a la normal con una sutil asimetría negativa tal como se aprecia en la figura. 9.4.

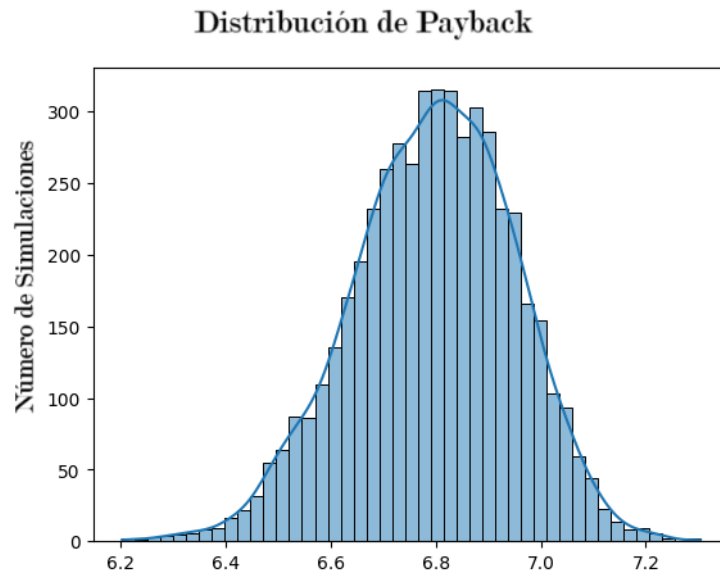


Figura 9.4: Gráfico de la distribución de Payback obtenido desde la simulación Monte Carlo

La distribución normal de los resultados financieros asociados a la Tasa Interna de Retorno (TIR) y al Valor Actual Neto (VAN), con ligeras asimetrías positivas, así como la normalidad en el periodo de recuperación de la inversión (Payback) con una pequeña asimetría negativa, ofrecen perspectivas valiosas sobre la viabilidad y los riesgos del proyecto. Estas características distributivas reflejan un equilibrio entre la consistencia de los resultados esperados y la presencia de factores de incertidumbre inherentes a cualquier inversión.

La normalidad en la distribución de estos indicadores financieros subraya una confiabilidad subyacente en las proyecciones realizadas, sugiriendo que los resultados se agrupan alrededor de un promedio común y que las variaciones extremas son menos probables. Esto ofrece una base sólida para la toma de decisiones, basada en la expectativa de que los resultados más probables se encuentran cerca del promedio calculado. La normalidad de los resultados financieros son una base cuantitativa sólida para la evaluación y gestión del riesgo en proyectos de inversión en paneles solares mediante el Value at Risk (VaR).

En los casos donde se presenta una asimetría positiva en la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), se observa que la media supera a la mediana. Esta diferencia se debe a la presencia de resultados atípicamente altos que elevan la media, indicando que existen oportunidades para que el proyecto supere las expectativas económicas, aunque estos casos son menos comunes. Es esencial que la gestión del programa considere estos resultados optimistas para la planificación estratégica, aunque sin

depender completamente de ellos.

Por otra parte, la asimetría negativa en el tiempo de recuperación de la inversión muestra que, en ciertas situaciones, el tiempo para recuperar la inversión podría extenderse más allá de lo previsto. Aunque la probabilidad de enfrentar estos escenarios más prolongados es limitada, su inclusión es fundamental para una planificación de riesgos efectiva y una gestión adecuada del flujo de caja. La selección adecuada de candidatos tiene un impacto significativo en estos aspectos, ya que una elección acertada puede mejorar los beneficios y la eficacia general del programa.

En la tabla 9.4 se detallan los valores esperados de los distintos indicadores financieros estudiados, obtenidos desde la simulación. Estos indicadores se generan desde los flujos de caja considerados desde la perspectiva de los beneficiados del programa, es decir, se confecciona a partir de una inversión inicial representada por el copago correspondiente al participante, mientras que los ingresos futuros están representados por el ahorro esperado asociados al autoconsumo de energía eléctrica y los excedentes exportados a la red eléctrica.

Tabla 9.4: Promedios Financieros

TIR	22 %
Payback Descontado	6,79 años
VAN Pesos	\$1.815.661

Al estudiar uno a uno los distintos indicadores presentados en la tabla 9.4 es posible obtener distintas conclusiones respecto a la viabilidad financieras, las cuales pueden llegar a ser opuestas. Mientras que una TIR del 22% indica que esta alternativa de inversión es financieramente viable y ofrece un retorno superior al costo de capital, al mismo tiempo que el indicador VAN indica que el valor presente de los ingresos esperados es \$1.815.661 pesos mayor a la inversión inicial que desembolsa en un inicio. Sin embargo, un periodo de payback de 6,8 años puede ser considerablemente largo para inversiones individuales o familias dentro de segmentos vulnerables de la población. Esta duración puede representar un desafío en términos de flujo de efectivo y capacidad financiera a corto y medio plazo para sostener la inversión inicial.

La capacidad de acceso a financiamiento para cubrir el costo inicial de la inversión es crucial. Un largo periodo de payback puede dificultar la disponibilidad o atractivo de opciones de financiamiento, especialmente si las condiciones de crédito son restrictivas o si el costo financiero incrementa significativamente el tiempo necesario para recuperar la inversión.

Además de los promedios financieros esperados obtenidos desde las simulaciones, se estudia el VaR de los indicadores financieros para el 5% peor de los casos, con el fin de obtener una referencia en base a la variabilidad y a los riesgos que enfrentan los participantes del programa debido a la naturaleza de la inversión. En la tabla 9.5 se detallan los resultados para el VaR de cada uno de los indicadores estudiados.

Tabla 9.5: Value at risk de los promedios financieros

TIR	21 %
Payback Descontado	7,03 años
VAN Pesos	\$1.744.426

Dada la pequeña diferencia que existe entre los indicadores financieros del promedio de las simulaciones y el 5% peor de los casos, sumado a la morfología leptocúrtica observada en la distribución de los resultados de la simulación Monte Carlo, es posible inferir que existe una pequeña variación entre los promedios financieros de los participantes de cada una de las 5000 simulaciones. Los valores obtenidos del análisis VaR se interpretan de la manera que es posible afirmar de acuerdo resultados obtenidos, que con un 95% de seguridad los promedios financieros de las inversiones realizadas por los participantes serán mejores o iguales que los presentados en la tabla 9.5.

Cabe destacar que las subvenciones entregadas por el Estado de Chile son fundamentales para obtener resultados financieros optimistas como los mostrados anteriormente, sin embargo, el VAN promedio de los participantes, supera al subsidio promedio esperado en \$845.408, lo que significa que aun sin el subsidio el proyecto puede generar valor para los inversionistas.

La manera en la que impactan las distintas variables asociadas al proyecto como los subsidios estatales, las configuraciones de orientación de los paneles y el horizonte de tiempo de la inversión se analizan en detalle en la sección 9.3.

9.2.2. Resultados por Comuna

La simulación Monte Carlo realizada para el Programa Casa Solar arrojó resultados significativos que varían según la comuna. Al analizar 5000 escenarios distintos, se obtuvieron distribuciones de promedios financieros que nos permiten entender cómo cada comuna se beneficiaría del programa.

Al ejecutar la simulación se obtuvo una tabla con los principales indicadores financieros para cada una de las comunas, como también, VaR del 5% de estos indicadores y las veces que la comuna fue seleccionada para participar del programa. A continuación, en la figura 9.5 se presenta el mapa coroplético que ilustra la cantidad de veces que fue seleccionada cada comuna del total de 5000 simulaciones.

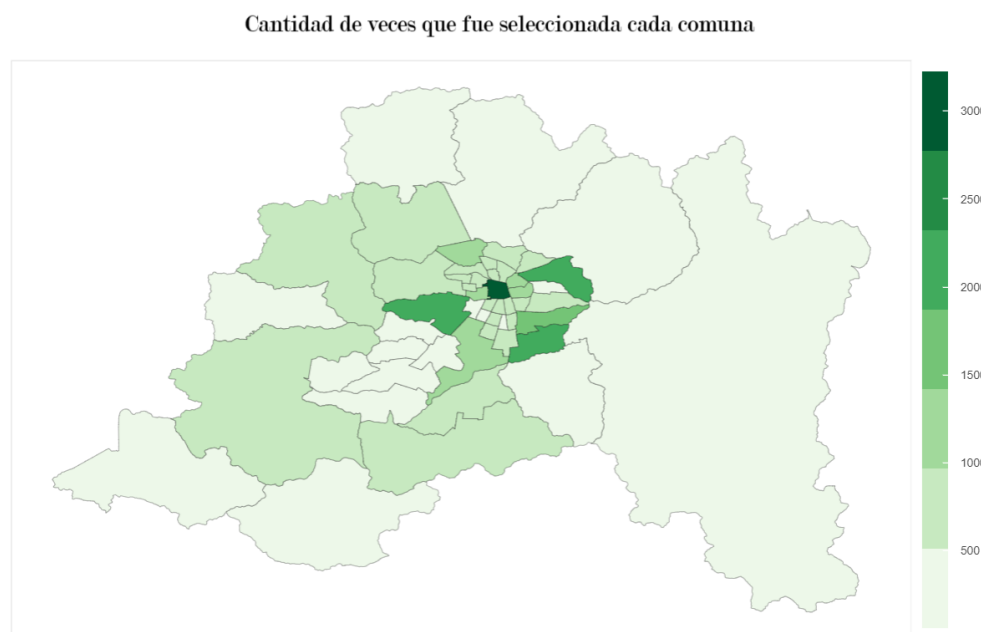


Figura 9.5: Mapa coroplético que ilustra la cantidad de veces que fue seleccionada cada comuna

Se puede apreciar de la figura 9.5 que las comunas con mayor cantidad de viviendas con un avalúo fiscal dentro de los tramos establecidos en la base del programa Casa Solar, son las que más veces fueron seleccionadas para participar del programa, aunque también cobra relevancia el área favorable para la instalación de paneles fotovoltaicos.

A continuación, se presentan ilustraciones que reflejan la magnitud de los principales indicadores financieros promedios por comuna.

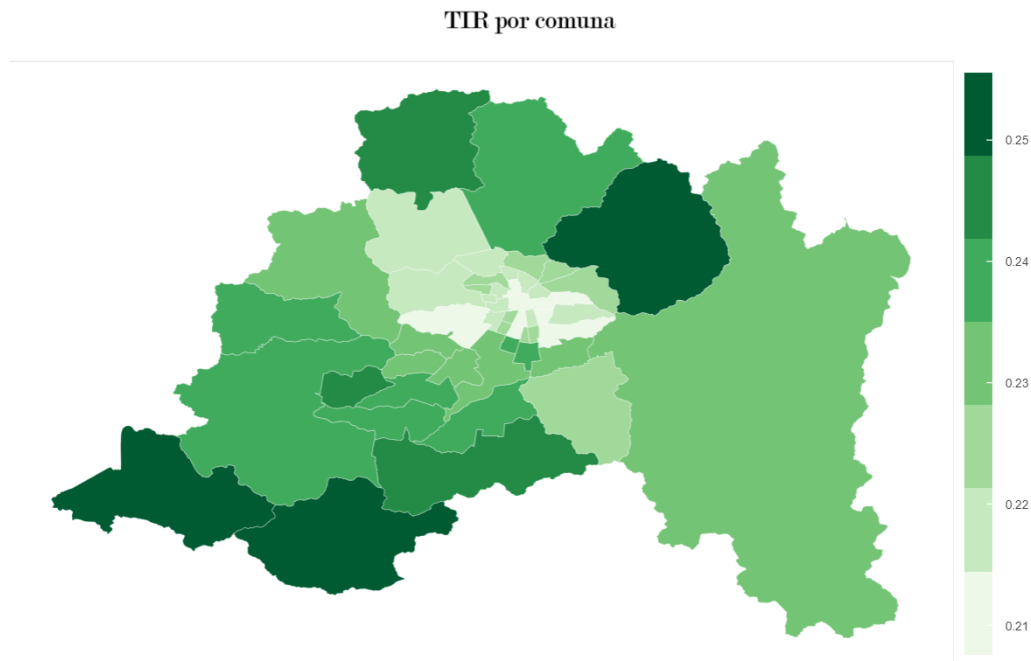


Figura 9.6: Mapa coroplético que ilustra los resultados promedios de la TIR por comuna

De la figura 9.6, es posible identificar mediante una simple inspección visual, que la TIR es más favorable para las comunas más alejadas del centro de la Región Metropolitana, lo que indicaría que para los beneficiarios pertenecientes a las comunas más periféricas, la inversión es más rentable, obteniendo los resultados más favorables en promedio para las comunas de Lo Barnechea, San Pedro y Alhué .

Análogamente, desde la figura 9.7 que ilustra el indicador financiero del valor actual neto promedio de la inversión, es posible identificar que las comunas periféricas vuelven a mostrar mejores resultados en comparación de las comunas céntricas, lo que refuerza las observaciones obtenidas para la TIR.

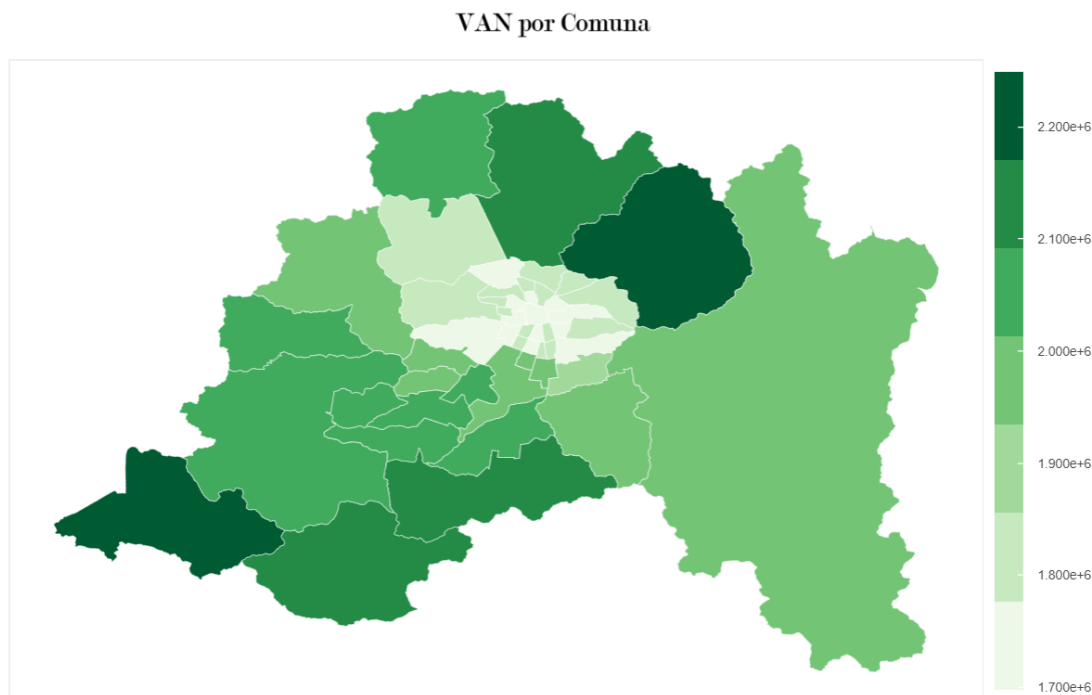


Figura 9.7: Mapa coroplético que ilustra los resultados promedios del VAN por comuna

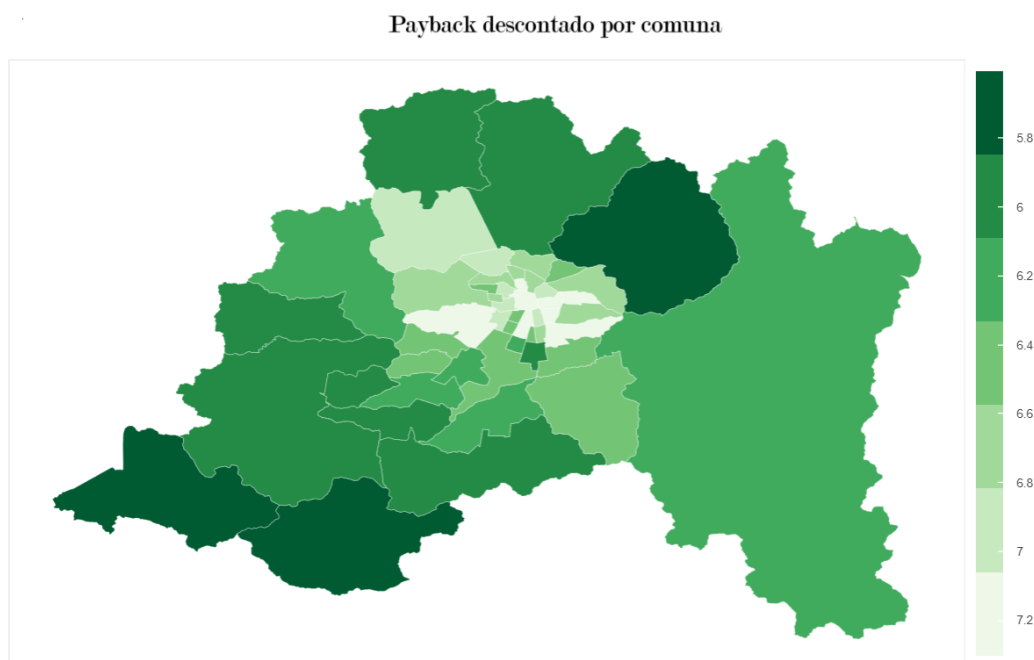


Figura 9.8: Mapa coroplético que ilustra los resultados promedios de Payback descontado por comuna

De la misma forma para la figura 9.8, es posible identificar el mismo patrón que se observó tanto para el VAN como para la TIR en los resultados obtenidos por comunas para el payback.

De las figuras anteriores es posible interpretar que las comunas más alejadas del centro presentaron un mejor rendimiento financiero en comparación a las comunas céntricas. Los distintos indicadores financieros parecieran coincidir entre si al evaluar las comunas. Estas observaciones hacen presagiar que existen tendencias en los valores de los datos de entrada a la simulación que pueden ser significativos a la hora de concluir respecto a por qué las comunas céntricas parecieran tener peores rendimientos en comparación con las comunas periféricas.

Con el fin de encontrar las principales causas de la diferencias de rendimiento es que se realiza un análisis de regresión lineal para un conjunto de 52 datos correspondientes a cada comuna, tomando como variable endógena los resultados obtenidos para la TIR, y como variables exógena, datos de entrada del programa tales como precio de cada kWh, consumo promedio anual y un ratio generado para caracterizar la distribución de viviendas por avalúo fiscal, esto para cada una de las comunas.

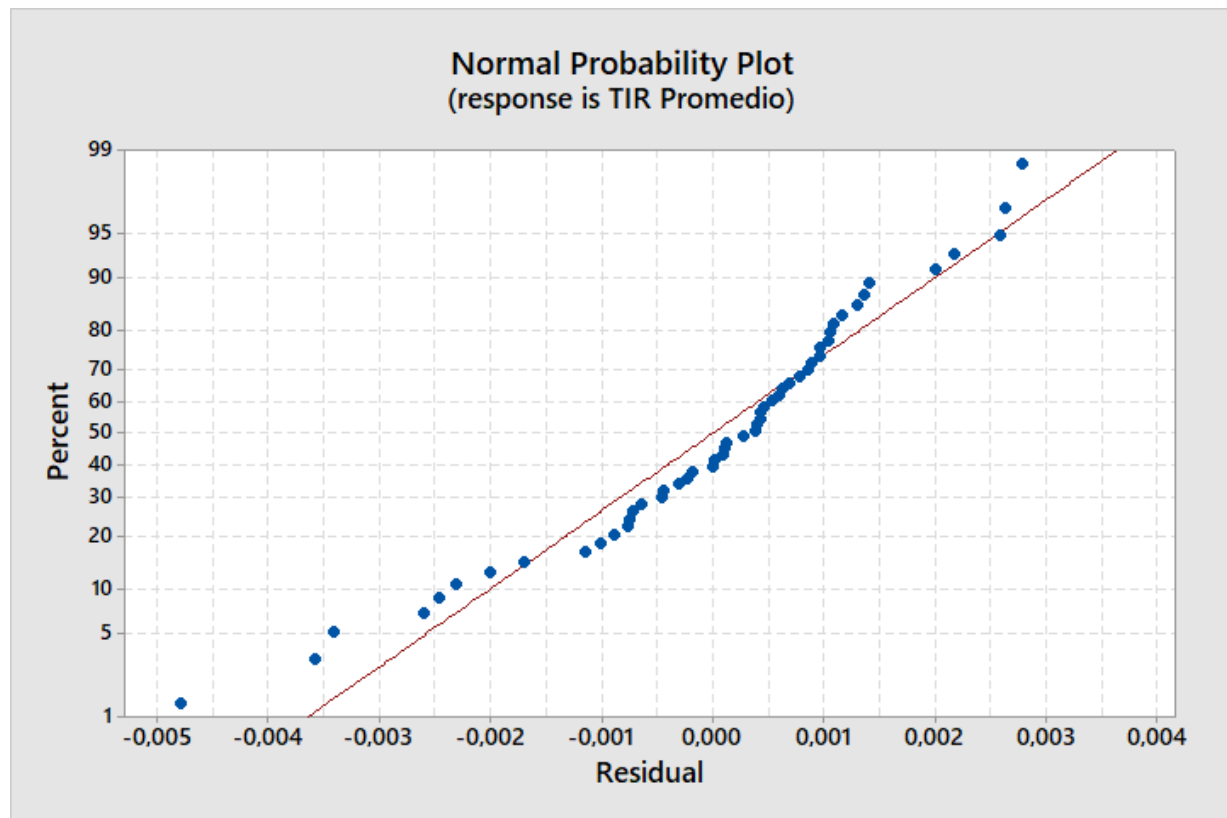


Figura 9.9: Prueba de normalidad del error para el MRL en base a la TIR

Al realizar el análisis de regresión lineal con las variables mencionadas, se obtuvo un coeficiente R^2 ajustado de 98,36%, lo que nos indica que el modelo es muy acertado, lo que implica que los residuales son relativamente pequeños. Se muestra en la ecuación 1, la relación que existe entre la variable endógena y los coeficientes asociados a las variables exógenas e intercepto.

$$TIR = 0,06243 + 0,001078 X_1 + 0,04526 X_2 + 0,000054 X_3 \quad (1)$$

En donde X_1 representa el precio promedio de cada kWh en la comuna, X_2 el porcentaje de viviendas en el tramo 1 de avalúo fiscal y X_3 el promedio de consumo eléctrico por vivienda en la comuna.

A continuación se representa mediante un gráfico la distribución de los residuales obtenidos apartando los datos atípicos para el modelo de regresión lineal anterior, identificados como las comunas de Vitacura, Lo Barnechea, La Reina y Huechuraba.

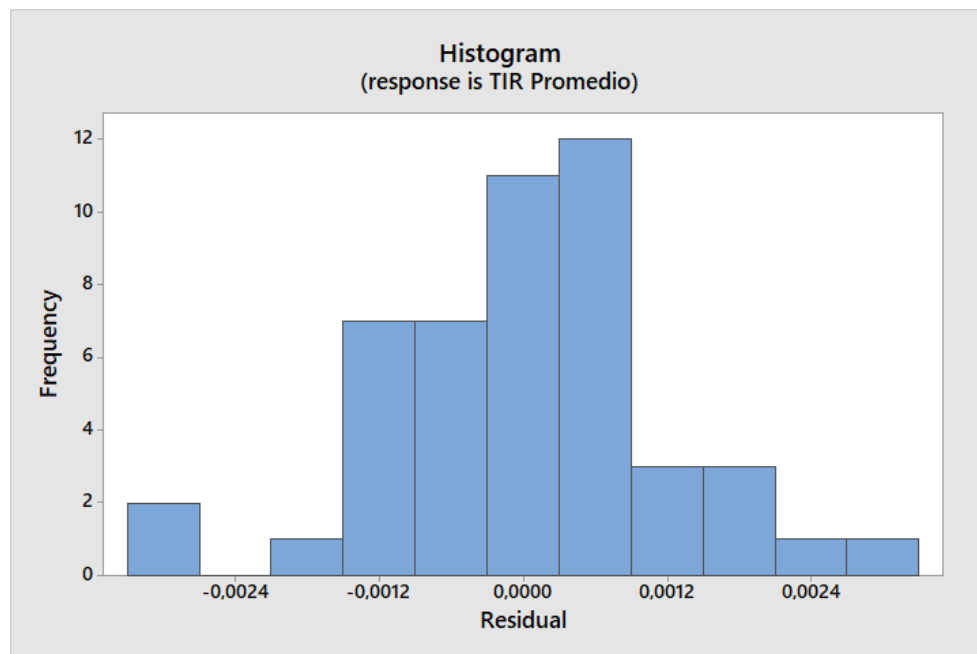


Figura 9.10: Histograma de residuales para el MRL

De la figura 9.10 se distingue mediante una simple inspección visual que los residuales obtenidos al comparar las proyecciones del modelo con los datos obtenidos, tienden a distribuirse de forma normal. De esta manera, obteniendo cada una de estas variables exógenas significativa relevancia en el modelo, es posible concluir que las principales diferencias entre comunas para el valor de la TIR, pueden explicarse principalmente en base a las variables exógenas mencionadas.

De esta manera es posible entender que las comunas céntricas de la Región Metropolitana presentan indicadores financieros menos atractivos que los observados en las comunas periféricas y que esto se debe a diversos factores, como que en las comunas periféricas existe una menor densidad de clientes de consumo eléctrico, lo que eleva el valor de transporte de energía, traduciéndose en un mayor costo por unidad de energía, lo que al mismo tiempo hace más rentable el auto consumo eléctrico. Análogamente, las comunas

céntricas presentan en promedio, una menor proporción de viviendas en los tramos más precarios de avalúo fiscal estudiados, lo que se significa menores subvenciones para los beneficiarios, y de esta manera, inversiones menos rentables. Finalmente es posible asociar mayor consumo eléctrico promedio por cliente para las comunas periféricas, causado por el mayor tamaño de las viviendas características de las comunas periféricas en relación a las comunas céntricas, lo que permite un mayor auto consumo en relación a la energía exportada, y de esta manera, mejores flujos de caja.

9.2.3. Resultados Energéticos y Medioambientales

En esta sección se incluyen los resultados globales de la simulación, tomando en consideración, los objetivos energéticos, medioambientales y económicos del programa. Los principales indicadores asociados a estos aspectos consideran la energía eléctrica total generada, la potencia eléctrica instalada y la totalidad de los subsidios entregados por el gobierno, junto con esto se analiza en perspectiva nacional, como estos proyectos contribuyen a la descarbonización de la matriz eléctrica y los equivalentes de energía en GEI no emitidos.

En la tabla 9.6, se detallan los resultados medioambientales obtenidos mediante la simulación Monte Carlo, los cuales incluyen el promedio de las 5000 simulaciones. Se cuantifican los resultados esperados en términos de potencia nominal, energía eléctrica generada y la cantidad de ahorro esperado en toneladas de CO₂ equivalente anualizados, el factor de planta y el subsidio total esperado para la Región Metropolitana.

Tabla 9.6: Resultados energéticos y medioambientales del Programa Casa Solar

Capacidad [kW]	1487
Energía [MWh]	2352
F.P.	18,06 %
Subsidio [pesos]	\$ 962.367.838
CO ₂ equivalente [toneladas]	790

De la tabla 9.6 es posible destacar que la inversión que debe realizar el estado en forma de subsidios, con el fin de llevar a cabo el programa en la Región Metropolitana, es levemente menor al millón de dólares, lo que no considera el coste de las visitas técnicas a terreno ni la asistencia técnicas que se detalla en las bases del programa. Con el fin de mostrar el impacto del programa en la matriz de generación eléctrica es que se confecciona la tabla 9.7 donde se muestra tanto los valores de la potencia eléctrica como de la energía eléctrica que son suministradas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por distintas fuentes de energía.

Como se aprecia en la tabla 9.7, la potencia instalada que se proyecta para el programa es menor al 0,005 % al total de la potencia instalada y conectada al SEN, lo que se interpreta como que la implementación del programa es efectivamente un paso en la dirección correcta para cumplir los objetivos asociados a la carbono neutralidad. Sin embargo, el programa parece tener un peso insignificante en términos energéticos nacionales,

Tabla 9.7: Resultados del programa en comparación a la matriz de generación eléctrica Nacional

	Energía [MWh]	Energía Relativa	Potencia [MW]	Potencia Relativa
Total	83.391.528	100,000 %	33.257	100,000 %
ERNC	30.986.629	37,158 %	15.159	45,583 %
Solar	16.723.544	20,054 %	9.044	27,194 %
Programa	2.352	0,0028 %	1,5	0,0045 %

es más, la potencia total proporcionada por los sistemas instalados por el programa no representaría ni siquiera el 0,017 % del total de potencia conectada al SEN desde una fuente de energía solar.

En términos de energía producida, la cantidades relativas del proyecto en comparación al total generado por el SEN, son aun menores que en el caso de la potencia. Esto se debe en gran medida a que la energía eléctrica generada mediante fuentes de ERNC suelen estar sujetos a factores climáticos que condicionan la producción. Para este caso, la energía eléctrica generada por el programa representaría tan solo el 0,0028 % de la energía total generada por el SEN, y el 0,014 % de la energía generada por el mismo sistema desde fuentes solares.

Finalmente se obtiene un Factor de Planta significativamente menor para el programa en comparación al promedio del mismo indicador para las instalaciones de generación de energía solar incorporadas al SEN, representando un 18,1 % y 21,1 %. Esta diferencia es razonable dada la optimización de las condiciones de generación de energía que aplican para grandes concentraciones de paneles fotovoltaicos que no son aplicables para instalaciones residenciales como la orientación de los paneles, la reducción de sombras y las mantenciones necesarias para reducir la suciedad, entre otros factores.

9.3. Variaciones de la Simulación Montecarlo

Con el fin de cuantificar los principales factores que impactan en los los resultados de la simulación, y con esto, encontrar los principales focos de mejora del programa estudiado, es que se generan nuevas simulaciones utilizando como base el programa principal presentado y variando únicamente distintas restricciones y valores de entrada considerados en la simulación principal. Estas variaciones incluyen datos de entrada a la simulación como lo son la capacidad de los sistemas instalados, las restricciones de configuraciones con distinta orientación y variaciones en el horizonte temporal utilizado como referencia para obtener los indicadores financieros.

9.3.1. Variaciones de Potencia Instalada

En esta sección se realizan dos simulaciones en las que se considera que el programa se lleva a cabo estrictamente con la instalación de un sistema fotovoltaico de 1 kW de potencia para la primera simulación y

2 kW de potencia para la segunda simulación con el fin de contrastar los resultados entre ambas simulaciones y el caso principal donde los participantes se reparte equitativamente entre ambas potencias de sistemas fotovoltaicos.

Se confecciona la tabla 9.8 la cual resume los resultados obtenidos para las nuevas simulaciones, incluyendo indicadores financieros, energía anual generada y costo total de los subsidios entregados.

Tabla 9.8: Resultados de simulación con variación de potencia

Nombre	1 kWp	Mixto	2 kWp
TIR	19%	22%	25%
PAYBACK	7.91	6.79	5.68
VAN	\$1.098.509	\$1.815.661	\$2.532.387
Energía [MW]	1.569	2.347	3.137
Subsidios	\$873.542.516	\$962.367.838	\$1.052.213.200

Al comparar los resultados generales mostrados en la tabla 9.8, es posible identificar una alza del 100% en la generación de energía entre el caso de 1 kWp y el caso de 2 kWp, mientras las subvenciones entregadas aumentan solo en un 20%. De lo anterior es posible concluir que si se consideran solo instalaciones de 2 kWp, el rendimiento del programa en términos de energía generada por cada peso invertido en subvenciones aumenta en un 22% respecto al caso base, y en un 66% respecto al caso donde solo se consideran instalaciones de 1 kWp. Esta brecha en el rendimiento energético de la inversión es explicada por las economías de escala implícitas en la instalación de paneles fotovoltaicos, ya que aunque el costo de los paneles solares en sí es proporcional a su potencia para este caso, los costos de instalación, del inversor y otros materiales incluidos en la cotización de ambos kits fotovoltaicos, no son proporcionales a la potencia instalada, haciéndose estos más económicos a medida que el proyecto se escala en mayor magnitud.

De la misma manera es posible notar que los indicadores financieros para los beneficiados nos entregan mejores resultados a medida que aumenta la potencia, aumentando para el caso exclusivo de 2 kWp tanto el VAN y la TIR en un 39% y en un 13% respectivamente en comparación al caso base, mientras que el plazo de recuperación del capital se reduce en un 16%, haciendo de esta manera un proyecto mucho más rentable para los beneficiarios del programa.

9.3.2. Variaciones por Configuraciones

Con el fin de estudiar como afectan las distintas configuraciones de orientación de los paneles solares a los resultados del programa, se generan dos nuevas simulaciones Montecarlo las cuales se utilizan para comparar el rendimiento de las ocho mejores configuraciones en contraste con las ocho peores, y a su vez comparar estos resultados con la simulación principal estudiada en la sección 9.2.

En esta sección se estudia los efectos de considerar distintas disposiciones de los paneles solares en resultados asociados al factor de planta, indicadores de inversión para el beneficiario y energía eléctrica generada. El estudio de la variación de las configuraciones aceptadas, tiene como finalidad cuantificar los efectos asociados a restringir las peores configuraciones estudiadas e identificadas en la sección 9.1, con el fin de obtener mejores indicadores de rendimiento, y de esta manera, determinar el margen de mejora del proyecto.

A continuación, en la tabla 9.9, se presentan los resultados obtenidos tanto para el caso que se consideren las ocho mejores configuraciones, el caso que se consideren las ocho peores y el caso donde se considera el total de 16 configuraciones presentadas en la tabla. 8.6.

Tabla 9.9: Resultados de simulación con variación de configuraciones.

	Peores	Principal	Mejores
TIR	21,2 %	22,0 %	22,7 %
PB	7,215	6,795	6,367
VAN	\$ 1.707.178	\$ 1.815.371	\$ 1.924.712
MWh	2.265	2.352	2.445
SUB	\$963.741.777	\$962.367.838	\$963.711.865
TCO2	762	792	823

De la tabla anterior es posible identificar que existe una variación considerable al comparar los resultados de las simulaciones con las mejores configuraciones en contraste con las peores configuraciones. Esta diferencia que se puede evidenciar en la tabla 9.9, impacta a los resultados financieros, energéticos y ambientales, pero no afecta a los subsidios entregados por lo que significa un potencial de mejora para el proyecto que no implicaría un coste adicional. Con el fin de poder comparar los resultados de manera aún mas explícita se confecciona la tabla 9.10 la cual presenta los resultados anteriores de forma relativa respecto a los resultados de la simulación principal.

Tabla 9.10: Resultados relativos de la simulación con variación de configuraciones.

	Peores	Principal	Mejores
TIR	97 %	100 %	104 %
PB	106 %	100 %	94 %
VAN	94 %	100 %	106 %
kWh	96 %	100 %	104 %
SUB	100 %	100 %	100 %
TCO2	96 %	100 %	104 %

Al analizar la tabla 9.10 se concluye que la diferencia entre los resultados de las tres simulaciones es significativo, sin embargo, no impacta de manera crítica los objetivos del proyecto, ya que aunque exista una brecha entre los indicadores de las distintas configuraciones, la diferencia relativa no supera al 10% ni siquiera en los indicadores más afectados.

Con esta información presente, se establece que la restricción de las configuraciones a las que se consideran como las ocho mejores no afectaría sustancialmente la esencia del proyecto, sin embargo puede contribuir a mejorar levemente los resultados del programa si las condiciones lo permiten, más aún, si se considera aplicar esta restricción en conjunto con otras medidas de eficiencia energética.

9.3.3. Variaciones por Horizonte Temporal

En esta sección se analizan los efectos del horizonte temporal del proyecto en los resultados financieros, energéticos y medioambientales del programa Casa Solar. El principal objetivo del este análisis es cuantificar las consecuencias de posibles interrupciones anticipadas y permanentes de generación eléctrica mediante los kits fotovoltaicos contemplados en el programa.

Estas bajas anticipadas en la operación de los sistemas puede ocurrir en caso que estos se degraden antes del término de su vida útil especificada, la cual a su vez, puede ocurrir por fenómenos naturales adversos, fallas debido a una nula mantención de los equipos o defectos debido a negligencias al manipularlos. Otras posibles razones del un cese de operaciones anticipado de los sistemas puede asociarse al reemplazo de estos por una tecnología superior, abandono del inmueble en el que se encuentra el sistema o cambios en la superficie en la cuál se instaló el sistema lo que obligaría su sustracción.

Debido a los diversos factores expuestos anteriormente, se determina la importancia de realizar un análisis de la variación del horizonte temporal del proyecto que permita cuantificar el impacto de un cese de operaciones anticipado, es por esto que se generan dos nuevas simulaciones Montecarlo las cuales consideran horizontes temporales de 15 y 20 años, los cuales se contrastan con el caso base el cual contempla un horizonte temporal de 25 años, correspondiente a la vida útil de los equipos que pertenecen al sistema de generación fotovoltaica. A continuación, en la tabla 9.11, se exponen los resultados obtenidos de las nuevas simulaciones.

Tabla 9.11: Resultados de simulación con variación de horizonte temporal.

	25 años	20 años	15 años
TIR	22,0%	21,6%	20,5%
PB	6,8	6,8	6,8
VAN	\$ 1.815.371	\$ 1.505.738	\$ 1.094.177
vTIR	21,4%	21,0%	19,8%
vPB	7,0	7,0	7,0
vVAN	\$ 1.745.227	\$ 1.442.585	\$ 1.038.851

El principal impacto en los resultados puede observarse en los indicadores financieros como el VAN y la TIR. Dado que los horizontes de tiempo evaluados son suficientemente distantes con los resultados de payback del caso base, no se observan variaciones significativas entre los resultados de los tres escenarios para este

indicador. De la misma manera, no se ven afectados los resultados asociados a subsidios estatales, energía generada el primer año del proyecto ni las emisiones de GEI equivalente ahorradas durante ese periodo.

De los indicadores financieros afectados por el cambio en horizontes de tiempo, el que varía en mayor proporción es el valor actual neto del proyecto, el cual si se compara con el caso de operación del sistema durante 15 años con el caso base que contempla 25 años, podemos notar una disminución cercana al 40% en los resultados correspondiente al promedio del valor actual neto, el cual disminuye aún más al comparar los valores correspondientes al 5% peor de los casos. En la tabla 9.12 se presentan las variaciones relativas de las distintas simulaciones estudiadas en esta sección respecto al caso base.

Tabla 9.12: Resultados relativos de simulación con variación de horizonte temporal

	25 años	20 años	15 años
TIR	100,0 %	98,2 %	93,3 %
VAN	100,0 %	82,9 %	60,3 %
vTIR	100,0 %	98,1 %	92,8 %
vVAN	100,0 %	82,7 %	59,5 %

Tal como se aprecia en la tabla 9.12, los resultados de los indicadores financieros se ven afectados en mayor proporción para la simulación que contempla 15 años de horizonte temporal, en comparación a la que contempla 20 años de horizonte temporal. Esto se debe principalmente a la degradación continua de los paneles solares, los cuales generan menores retornos a medida que aumenta su tiempo de operación, además debe considerarse que los flujos de efectivo más lejanos a la fecha de inicio del proyecto tienen un menor peso a la hora de calcular los indicadores financieros presentados, lo que causa que la diferencia entre estos indicadores sea mayor entre las simulaciones que consideran un horizonte entre 20 y 15 años, en comparación a la diferencia entre las simulaciones entre los 25 y 20 años.

Lo expuesto en la presente sección es fundamental para las autoridades a cargo del programa a la hora de pensar las medidas adecuadas para que los beneficiados del programa puedan llevar a cabo la operación de los sistemas fotovoltaicos durante el mayor tiempo posible, ya que como se ha visto en las las tablas de esta sección, una disminución del tiempo de operación de los sistemas puede impactar de manera contundente sobre el valor actual neto del proyecto, lo que puede llegar a provocar, tal como se vio en el caso menos favorable de esta sección, a que este indicador financiero supere en promedio en apenas un 11% a valor de los subsidios entregados, lo que pone en duda la viabilidad financiera del proyecto, más aun, considerando que en el caso base el VAN esperado promedio supera en un 87% los subsidios entregados, generando así una creación de valor considerable para los subsidiados.

Debido al gran impacto de un cese temprano del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos en los indicadores económicos estudiados, resulta esencial considerar una planificación adecuada para incentivar a

los participantes del programa Casa Solar a mantener las operaciones de sus equipos generadores durante el mayor tiempo posible. Para lograr lo anterior se deben gestionar recursos con el fin de ofrecer asistencia técnica adecuada para garantizar el funcionamiento y realizar seguimientos del desempeño de los equipos y la experiencia de los usuarios.

9.4. Análisis de Resultados

La discusión de los resultados obtenidos del estudio arroja luz sobre varios aspectos críticos del Programa Casa Solar y las inversiones privadas en la Región Metropolitana de Chile, especialmente en lo que respecta a su impacto en hogares de tramos de avalúo fiscal más vulnerables.

Aunque el Programa Casa Solar muestra un potencial significativo en promover la energía solar en hogares, un aspecto crucial que surge es el período de retorno de la inversión promedio para los participantes de 6,79 años. Este período puede resultar prohibitivo para los ciudadanos en tramos de avalúo fiscal más bajos, donde la inversión inicial en energía solar podría no ser económicamente viable a corto y medio plazo. Esto plantea serias preguntas sobre la accesibilidad del programa para todas las secciones de la sociedad, especialmente aquellas más vulnerables.

Dado lo expuesto anteriormente es importante recalcar que la gestión para el acceso a créditos financieros que puedan adquirir los participantes con el fin de reducir sus costos iniciales, debe ser una prioridad para las autoridades a cargo, estableciendo a disposición pública herramientas que les permitan comparar entre los distintos créditos ofrecidos por instituciones financieras, como también herramientas que le permitan al usuario simular los flujos de caja considerando la inversión con los distintos prestamos disponibles. Sin embargo, los demás indicadores financieros promedios para los participantes son bastante positivos, lo que hace este programa atractivo para participantes que busquen una inversión a largo plazo.

Las comunas con mayor población, como Las Condes y Providencia, mostraron una mayor probabilidad de ser escogidas para el programa. Sin embargo, esto no necesariamente se tradujo en mejores indicadores financieros. Por ejemplo, comunas como Las Condes y Providencia, a pesar de su mayor densidad poblacional y, por ende, un costo de distribución de energía eléctrica menor, no mostraron la rentabilidad esperada. Esto se debe a los precios de compra de energía eléctrica más bajos en estas comunas, lo que reduce la rentabilidad de la inversión en energía solar.

Además, las comunas del centro, que tienen una mayor proporción de viviendas en tramos de avalúo fiscal más altos y, por lo tanto, los participantes del programa que residen en estas reciben un menor subsidio estatal, presentaron una inversión inicial promedio más alta. Esto resultó en indicadores financieros más pobres en comparación con otras comunas.

Por otro lado, comunas que participaron menos veces en el programa, como Alhué y Buin, tendieron a mostrar mejores indicadores financieros. Esto puede deberse a que estas comunas, con menor densidad poblacional y precios de energía más altos, hacen que la inversión en energía solar sea más atractiva y rentable.

Para evaluar adecuadamente la rentabilidad económica del programa, se identificaron y analizaron las variables más influyentes, como la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto. Las simulaciones Monte Carlo mostraron que la potencia instalada y las configuraciones óptimas son cruciales para maximizar el VAN y la TIR, proporcionando una comprensión más profunda de los factores que determinan la prosperidad financiera del programa.

El análisis de los resultados obtenidos de las variaciones de la simulación Monte Carlo en la sección 8.3 proporciona una comprensión más profunda de los factores que afectan el rendimiento del Programa Casa Solar. Estas variaciones se enfocan en la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto, revelando importantes diferencias en términos de eficiencia energética y rentabilidad económica.

Para evaluar adecuadamente la rentabilidad económica del programa, se identificaron y analizaron las variables más influyentes, como la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto. Las simulaciones Monte Carlo mostraron que la potencia instalada y las configuraciones óptimas son cruciales para maximizar el VAN y la TIR, proporcionando una comprensión más profunda de los factores que determinan la prosperidad financiera del programa.

En la sección 8.3.1, se examinaron las variaciones de la potencia instalada comparando sistemas fotovoltaicos de 1 kW y 2 kW. Los resultados mostraron que las instalaciones de 2 kW son significativamente más eficientes que las de 1 kW. La energía generada en el caso de 2 kW fue aproximadamente el doble de la generada por los sistemas de 1 kW, mientras que los subsidios aumentaron solo un 20%. Esta diferencia se traduce en una mejora del 22% en el rendimiento energético por peso invertido en subsidios, y una mejora del 66% en comparación con las instalaciones de 1 kW. Además, los indicadores financieros, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), fueron notablemente superiores en el caso de 2 kW, destacando la importancia de las economías de escala en la instalación de sistemas fotovoltaicos.

La sección 8.3.2 se centró en las variaciones por configuraciones, evaluando el impacto de diferentes orientaciones e inclinaciones de los paneles solares. Las simulaciones compararon las ocho mejores configuraciones con las ocho peores y el escenario principal. Los resultados indicaron que las mejores configuraciones proporcionan una TIR y un VAN más altos, así como una mayor generación de energía eléctrica. La diferencia relativa entre las mejores y peores configuraciones no superó el 10%, pero la optimización

de las orientaciones puede ofrecer mejoras significativas en el rendimiento sin incrementar los costos de subsidios. Este hallazgo subraya la importancia de considerar las configuraciones óptimas de los paneles para maximizar la eficiencia del programa sin incurrir en costos adicionales.

Por último, en la sección 8.3.3 se evaluaron las variaciones en el horizonte temporal de los proyectos. Simulaciones con horizontes de 15 y 20 años fueron contrastadas con el caso base de 25 años. Los resultados mostraron que los indicadores financieros como el VAN y la TIR se ven significativamente afectados por la reducción del horizonte temporal. Una disminución del horizonte a 15 años reduce el VAN en aproximadamente un 40% comparado con el caso base. Este impacto se debe a la degradación progresiva de los paneles solares y a la menor cantidad de flujos de caja positivos en horizontes más cortos. Estos hallazgos resaltan la necesidad de considerar cuidadosamente la vida útil de los equipos al planificar proyectos de generación fotovoltaica.

Al comparar las cifras de desempeño promedio obtenida por la simulación y las obtenidas al obtener el promedio de mercado, podemos evidenciar, tal como se espera, que el factor de planta obtenido por la simulación del programa Casa Solar es significativamente menor que el del mercado. Esto se debe a que las orientaciones e inclinaciones de los paneles instalados en los hogares de los participantes consideran múltiples ángulos de inclinación y orientación que pueden estar lejos del óptimo. Además, las plantas fotovoltaicas estudiadas en la Región Metropolitana se encuentran en posiciones geográficas en las que se minimiza la sombra, a los que se suma que al obtener una gran escala de paneles se puede contar con mayor tecnología de limpieza y mantención de estos.

A pesar de los desafíos, el Programa Casa Solar representa una oportunidad importante para avanzar hacia una matriz energética más sostenible en Chile. Sin embargo, es evidente que se requieren ajustes en el programa para asegurar su viabilidad y aceptación en todos los sectores de la población, especialmente en aquellos más vulnerables a los costos iniciales.

10. Conclusiones

El análisis comparativo del Programa Casa Solar en la Región Metropolitana de Chile ha permitido una comprensión detallada de su eficiencia energética, viabilidad económica y su impacto social y ambiental. Este programa, implementado por el gobierno chileno, busca fomentar la adopción de energía solar en hogares residenciales mediante subsidios y apoyo técnico. Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con RETScreen y Monte Carlo proporcionan una visión integral de los beneficios y desafíos asociados con esta iniciativa.

El Programa Casa Solar ha demostrado ser efectivo en términos de eficiencia energética, contribuyendo significativamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y promoviendo una mayor adopción de tecnología fotovoltaica en el sector residencial. Las simulaciones RETScreen han mostrado que, bajo las condiciones ideales, los sistemas fotovoltaicos instalados pueden generar una cantidad considerable de energía limpia, reduciendo la dependencia de fuentes de energía convencionales y disminuyendo las facturas de electricidad para los hogares participantes. Además, los resultados financieros indican que los participantes pueden obtener retornos de inversión positivos, pero con períodos de recuperación de costos relativamente largos, lo cual es un freno importante para la adopción de esta tecnología.

La implementación del programa no está exenta de desafíos y variabilidad. Dentro de la región, la variabilidad en la radiación solar es pequeña, por lo que existen otras variables entre comunas que tienen un mayor peso en los indicadores financieros estudiados. Las diferencias en la irradiación solar entre comunas se consideraron despreciables a la hora de calcular la cantidad de energía generada por los sistemas fotovoltaicos. Con el fin de simplificar las tareas computacionales, se utilizaron datos de irradiación correspondientes al promedio de todas las comunas que abarca el estudio.

El análisis de sensibilidad realizado en el estudio ha identificado los parámetros más influyentes en la eficiencia y viabilidad del programa, como la potencia instalada, las configuraciones de los paneles solares y el horizonte temporal del proyecto. Las simulaciones han mostrado que variaciones en estos parámetros pueden tener un impacto significativo en los resultados generales del programa, lo que subraya la importancia de un diseño y ejecución cuidadosos para maximizar los beneficios. Específicamente, se observó que las instalaciones de mayor potencia (2 kW) ofrecieron retornos significativamente superiores a las de menor potencia (1 kW), debido a las economías de escala y la mayor capacidad de generación de energía.

Asimismo, las configuraciones de los paneles solares, en términos de orientación e inclinación, demostraron ser cruciales para maximizar la eficiencia energética y los beneficios financieros. Las configuraciones óptimas, que consideran la mejor orientación e inclinación de los paneles, resultaron en una mayor generación de energía y mejores indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno

(TIR). Este hallazgo resalta la importancia de asesorar adecuadamente a los beneficiarios sobre las mejores prácticas de instalación para aprovechar al máximo el potencial de los sistemas fotovoltaicos.

Por otro lado, la evaluación del horizonte temporal del proyecto mostró que la vida útil de los sistemas fotovoltaicos es un factor determinante en su viabilidad económica. Los proyectos con un horizonte temporal más largo (25 años) presentaron mejores resultados financieros que aquellos con horizontes más cortos (15 y 20 años). Esto se debe a la mayor cantidad de flujos de caja positivos generados durante la vida útil completa de los paneles, lo que permite amortizar mejor la inversión inicial y generar mayores ahorros en costos de electricidad a largo plazo.

El impacto social del Programa Casa Solar también ha sido notable. Al proporcionar subsidios y apoyo técnico, el programa ha facilitado el acceso a la tecnología fotovoltaica para hogares de ingresos medios, que de otro modo podrían no haber podido permitirse la inversión inicial necesaria. Este acceso equitativo no solo contribuye a la reducción de las emisiones de GEI, sino que también promueve una mayor inclusión energética, permitiendo que un mayor número de personas se beneficie de las ventajas de la energía solar. La inclusión de hogares de diversos sectores socioeconómicos fortalece el tejido social y contribuye a la cohesión comunitaria, al tiempo que apoya los objetivos de sostenibilidad del país.

A pesar de estos logros, el Programa Casa Solar enfrenta desafíos que deben ser abordados para maximizar su efectividad. La simplificación de los procesos administrativos y logísticos es crucial para facilitar la participación de un mayor número de beneficiarios y reducir las barreras de entrada. Mejorar la eficiencia en la implementación del programa también puede ayudar a minimizar las dificultades técnicas y garantizar que los sistemas fotovoltaicos se instalen en condiciones óptimas para su máximo rendimiento.

En conclusión, el Programa Casa Solar ha mostrado ser una iniciativa valiosa para promover la adopción de energía solar en la Región Metropolitana de Chile, con beneficios significativos en términos de eficiencia energética, viabilidad económica y reducción de emisiones de GEI. Sin embargo, la variabilidad en los resultados y los desafíos asociados con la implementación del programa subrayan la necesidad de una evaluación continua y ajustes en las políticas para maximizar su efectividad. La simplificación de los procesos administrativos y logísticos podría aumentar su alcance y efectividad, contribuyendo a una transición energética más sostenible y equitativa en Chile. Con estas mejoras, el Programa Casa Solar tiene el potencial de consolidarse como un modelo exitoso de políticas energéticas sostenibles, posicionando a Chile como un líder en la adopción de energías renovables y la promoción de un futuro más limpio y sostenible.

11. Referencias

Sovacool, B. K., Brown, M. A. (2010) *Competing dimensions of energy security: An international perspective*. Annual Review of Environment and Resources, 35, 77-108.

Hoppmann, J., Huenteler, J., Girod, B. (2014) *Compulsive policy-making—The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power*. Research Policy, 43(8), 1422-1441.

Azzuni, A., Breyer, C. (2018). *Definitions and dimensions of energy security: A literature review*. Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment, 7(1), e268.

Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., et al. (Eds.). (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. IPCC.

Bird, S., Hernández, D. (2012) *Policy options for the split incentive: Increasing energy efficiency for low-income renters*. Energy Policy, 48, 506-514.

Lemaire, X. (2013). *Off-grid electrification with solar home systems: The experience of a fee-for-service concession in South Africa*. Energy for Sustainable Development, 17(1), 44-49.

Rojas Aravena, M. R. (2019). *Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo*. Universidad de Chile.

International Energy Agency. (2023) *Chile's Renewable Energy Push*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/chile-energy-profile>

Our World in Data. (2024) *Solar panel prices have fallen by around 20% every time global capacity doubled*. Recuperado de <https://ourworldindata.org/data-insights/solar-panel-prices-have-fallen-by-around-20-every-time-global-capacity-doubled>

International Renewable Energy Agency. (2024) *Renewable energy statistics 2024*. Recuperado de <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Renewable-energy-statistics-2024>

Wei, R., Ma, Y., Bi, H., Dong, Q. (2024) *ESG-Driven Investment Decisions in Photovoltaic Projects*. Energies, 17(16).

Ministerio de Energía de Chile. (2021) *Programa Casa Solar*. Recuperado de <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/programa-casa-solar>

United Nations. (2015). *Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development*. Recuperado de <https://sdgs.un.org/sites/default/files/publications/21252030%20Agenda%20for%20Sustainable%20Development%20web.pdf>

Ministerio de Energía de Chile. (2019) *Plan de descarbonización: Proceso histórico para Chile*. Recuperado de <https://energia.gob.cl/noticias/aysen-del-general-carlos-ibanez-del-campo/plan-de-descarbonizacion-proceso-historico-para-chile>

Gobierno Regional de Tarapacá. (2021) *Presidente Piñera inaugura parque fotovoltaico “Atacama Solar” en Tarapacá*. Recuperado de <https://www.goretarapaca.gov.cl/presidente-pinera-inaugura-parque-fotovoltaico-atacama-solar-en-tarapaca/>

Flores Tapia, C. E., Flores Cevallos, K. L. (2021) *Tests to verify the normality of data in production processes: Anderson-Darling, Ryan-Joiner, Shapiro-Wilk and Kolmogorov-Smirnov*.

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2012) *Ley 20.571 - Ley de Generación Distribuida*. Recuperado de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>

Ministerio de Energía de Chile. (2023) *Programa Techos Solares Públicos*. Recuperado de <https://techossolares.minenergia.cl/>

Ministerio de Energía de Chile. (2024) *Fondo de Acceso a la Energía*. Recuperado de <https://www.energia.gob.cl/fondo-de-acceso-a-la-energia>

Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2008) *Ley 20.257 - Ley de Fomento al Desarrollo de Energías Renovables No Convencionales*. Recuperado de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212>

Ministerio de Energía de Chile. (2023) *Análisis de Incentivos Tributarios Para Proyectos de Generación de Energías Renovables*. Recuperado de <https://www.minenergia.cl>

International Energy Agency. (2019) *Energy Policies Beyond IEA Countries: Chile 2019 Review*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-policies-beyond-iea-countries-chile-2019-review>

National Renewable Energy Laboratory. (2021) *Documenting a Decade of Cost Declines for PV Systems*. Recuperado de <https://www.nrel.gov/news/program/2021/documenting-a-decade-of-cost-declines-for-pv-systems.html>

ReVista. (2023) *Solar Energy in Chile*. Recuperado de <https://revista.drclas.harvard.edu/solar-energy-in-chile>

Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment. (2023) *Why is net zero so important in the fight against climate change?*. Recuperado de <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/explainers/why-is-net-zero-so-important-in-the-fight-against-climate-change/>

International Energy Agency. (2023). *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

Ministerio de Energía de Chile. (2022) *Estrategia Nacional de Energía 2050*. Recuperado de <https://www.energia.gob.cl/estrategia-nacional-de-energia-2050>

Ministerio de Energía de Chile. (2022) *Reporte de Proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía*. Recuperado de https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/reporte_de_proyectos_-_julio_2022.pdf

Coordinador Eléctrico Nacional. (2023). *Generación Real ERNC horaria por Central*. Recuperado de <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>

Explorador Solar. (año). *Explorar Recurso Solar y Datos Meteorológicos*. Recuperado de <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

Molina Monje, A., Martínez, F. (2017). *Modelo de generación fotovoltaica*. Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile; Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. Recuperado de <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaico.pdf>

Servicio de Impuestos Internos. (2022). *Reavalúo de Bienes Raíces No Agrícolas 2022 Fuentes por Comuna*. Recuperado de <https://www.sii.cl/destacados/reavaluo/2022/4324-4366.html>

Ministerio de Energía de Chile. (2021) *Programa Casa Solar*. Recuperado de <https://energia.gob.cl/noticias-nacional/programa-casa-solar>

A. Anexo

Tabla A.1: Coordenadas Geográficas de las Comunas en la Región Metropolitana de Chile

Comuna	Latitud	Longitud
Alhué	-34.026469°	-71.100288°
Buín	-33.731392°	-70.742433°
Calera de Tango	-33.629103°	-70.768697°
Cerrillos	-33.500978°	-70.709929°
Cerro Navia	-33.429501°	-70.741551°
Colina	-33.204557°	-70.675968°
Conchalí	-33.384720°	-70.680032°
Curacavi	-33.400904°	-71.126726°
El Bosque	-33.558976°	-70.678750°
El Monte	-33.681528°	-70.985397°
Estación Central	-33.463031°	-70.698868°
Huechuraba	-33.374213°	-70.636742°
Independencia	-33.415607°	-70.664303°
Isla de Maipo	-33.746342°	-70.900150°
La Cisterna	-33.529049°	-70.662193°
La Florida	-33.522699°	-70.598714°
La Granja	-33.537793°	-70.620678°
La Pintana	-33.585566°	-70.628584°
La Reina	-33.441127°	-70.534059°
Lampa	-33.282709°	-70.879328°
Las Condes	-33.416101°	-70.534092°
Lo Barnechea	-33.352800°	-70.518635°
Lo Espejo	-33.522050°	-70.690565°
Lo Prado	-33.444249°	-70.723365°
Macul	-33.485133°	-70.599250°
Maipú	-33.510587°	-70.757261°
María Pinto	-33.517104°	-71.123507°
Melipilla	-33.685867°	-71.218048°
Nuñoa	-33.456761°	-70.597859°
Padre Hurtado	-33.569536°	-70.815672°
Paine	-33.808164°	-70.736371°
Pedro Aguirre Cerda	-33.494090°	-70.676503°
Peñaflor	-33.606025°	-70.878184°
Peñalolén	-33.471926°	-70.562781°
Pirque	-33.687474°	-70.588381°
Providencia	-33.431447°	-70.609332°
Pudahuel	-33.442114°	-70.764064°
Puente Alto	-33.618608°	-33.618608°
Quilicura	-33.357675°	-70.729272°
Quinta Normal	-33.431786°	-70.692724°
Recoleta	-33.406210°	-70.633688°
Renca	-33.406360°	-70.727996°
San Bernardo	-33.585449°	-70.698736°
San Joaquín	-33.496202°	-70.628336°
San Jose de Maipo	-33.646223°	-70.351218°
San Miguel	-33.492354°	-70.651797°
San Pedro	-33.895091°	-71.456378°
San Ramón	-33.549371°	-70.646072°
Santiago	-33.445222°	-70.657366°
Talagante	-33.662518°	-70.924971°
Til Til	-33.083891°	-70.927984°
Vitacura	-33.390521°	-70.572412°

Tabla A.2: Radiación Global Horizontal Promedio por Comuna

Comuna	Radiación Promedio [kWh/m ² /día]
Alhué	5,4
Buín	5,5
Calera de Tango	5,4
Cerrillos	5,3
Cerro Navia	5,3
Colina	5,7
Conchalí	5,3
Curacavi	5,5
El Bosque	5,3
El Monte	5,5
Estación Central	5,3
Huechuraba	5,3
Independencia	5,3
Isla de Maipo	5,5
La Cisterna	5,3
La Florida	5,3
La Granja	5,3
La Pintana	5,3
La Reina	5,3
Lampa	5,7
Las Condes	5,4
Lo Barnechea	5,4
Lo Espejo	5,3
Lo Prado	5,3
Macul	5,3
Maipú	5,3
María Pinto	5,4
Melipilla	5,3
Nuñoa	5,3
Padre Hurtado	5,4
Paine	5,5
Pedro Aguirre Cerda	5,3
Peñaflor	5,5
Peñalolén	5,3
Pirque	5,5
Providencia	5,3
Pudahuel	5,4
Puente Alto	5,4
Quilicura	5,5
Quinta Normal	5,3
Recoleta	5,3
Renca	5,4
San Bernardo	5,4
San Joaquín	5,3
San Jose de Maipo	5,3
San Miguel	5,3
San Pedro	5,3
San Ramón	5,3
Santiago	5,3
Talagante	5,5
Til Til	5,8
Vitacura	5,3

Tabla A.3: Distribución de Viviendas por tramo de Avalúo Fiscal

Comuna	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
Alhué	262	9	4	3	3	0	0
Buín	1523	405	171	153	121	88	66
Calera de Tango	376	67	63	28	41	25	24
Cerrillos	1021	159	129	58	66	36	31
Cerro Navia	1899	158	88	50	28	20	7
Colina	2225	286	173	94	97	73	65
Conchalí	1960	192	184	105	67	36	15
Curacaví	1926	280	224	116	61	49	22
El Bosque	2340	207	103	67	31	32	15
El Monte	622	57	27	23	13	9	9
Estación Central	2491	464	324	193	121	75	33
Huechuraba	1611	101	94	54	43	64	47
Independencia	1573	443	329	205	110	65	45
Isla de Maipo	613	68	57	39	33	26	14
La Cisterna	1313	289	208	151	100	75	50
La Florida	5134	858	634	444	407	288	203
La Granja	1591	167	96	42	33	26	14
La Pintana	2899	116	36	19	10	7	6
La Reina	727	119	117	120	83	66	78
Lampa	1940	362	277	191	122	117	77
Las Condes	12670	413	367	403	396	382	355
Lo Barnechea	2193	89	72	50	56	51	61
Lo Espejo	1450	84	49	19	7	7	3
Lo Prado	1448	158	128	54	42	30	18
Macul	1845	283	253	190	176	118	65
Maipú	5730	1204	875	598	469	302	160
María Pinto	423	45	32	19	11	14	19
Melipilla	3915	465	266	157	88	74	42
Nuñoa	4316	426	410	373	408	391	285
Padre Hurtado	967	185	128	77	55	39	27
Paine	2011	308	184	81	71	63	47
Pedro Aguirre Cerda	1840	167	99	52	39	25	15
Peñaflor	1246	196	210	78	70	80	28
Peñalolén	2327	389	278	174	129	92	72
Pirque	501	111	76	47	40	70	33
Providencia	6655	623	496	386	348	333	309
Pudahuel	2777	368	288	147	96	59	57
Puente Alto	7337	1066	728	452	349	208	135
Quilicura	2122	421	288	158	103	91	53
Quinta Normal	1990	336	337	132	87	63	46
Recoleta	2661	355	263	192	135	98	69
Renca	2101	312	142	68	41	37	14
San Bernardo	4336	500	306	183	142	124	49
San Joaquín	1396	168	133	82	50	43	25
San José de Maipo	498	45	48	37	17	25	23
San Miguel	2025	327	306	265	194	149	93
San Pedro	790	25	36	12	4	9	5
San Ramón	1281	98	65	24	17	6	2
Santiago (Centro)	10901	2115	2385	1790	1096	758	410
Talagante	950	136	87	64	59	57	47
Tiltil	649	39	36	34	23	22	9
Vitacura	3514	120	102	103	74	71	91

Tabla A.4: Probabilidades de Selección por Comuna

Comuna	Probabilidad
Alhué	0,14 %
Buín	1,70 %
Calera de Tango	0,57 %
Cerrillos	1,11 %
Cerro Navia	1,76 %
Colina	1,17 %
Conchalí	1,62 %
Curacaví	1,42 %
El Bosque	1,44 %
El Monte	0,31 %
Estación Central	2,59 %
Huechuraba	1,21 %
Independencia	1,87 %
Isla de Maipo	0,70 %
La Cisterna	1,29 %
La Florida	4,17 %
La Granja	1,24 %
La Pintana	1,83 %
La Reina	0,91 %
Lampa	1,34 %
Las Condes	6,14 %
Lo Barnechea	0,71 %
Lo Espejo	1,08 %
Lo Prado	1,24 %
Macul	1,71 %
Maipú	5,83 %
María Pinto	0,26 %
Melipilla	2,04 %
Nuñoa	2,98 %
Padre Hurtado	0,59 %
Padre Hurtado	0,59 %
Paine	1,98 %
Pedro Aguirre Cerda	1,56 %
Peñaflor	0,99 %
Peñalolén	1,63 %
Pirque	1,02 %
Providencia	3,00 %
Pudahuel	2,26 %
Puente Alto	5,38 %
Quilicura	2,40 %
Quinta Normal	1,93 %
Recoleta	2,33 %
Renca	1,72 %
San Bernardo	3,74 %
San Joaquín	1,31 %
San José de Maipo	0,38 %
San Miguel	2,01 %
San Pedro	0,21 %
San Ramón	1,04 %
Santiago (Centro)	11,88 %
Talagante	0,51 %
Tiltil	0,45 %
Vitacura	1,31 %

Tabla A.5: Consumo Eléctrico Promedio Mensual por Comuna

Comuna	Promedio Mensual kWh	CV
Alhué	201,16	8,50 %
Buín	233,23	13,73 %
Calera de Tango	359,08	11,38 %
Cerrillos	251,70	9,59 %
Cerro Navia	269,19	8,82 %
Colina	413,27	20,08 %
Conchalí	256,25	8,09 %
Curacaví	214,90	9,37 %
El Bosque	218,91	9,65 %
El Monte	192,85	10,01 %
Estación Central	211,15	9,93 %
Huechuraba	324,81	11,03 %
Independencia	216,76	8,75 %
Isla de Maipo	278,52	18,13 %
La Cisterna	227,55	10,12 %
La Florida	237,02	10,43 %
La Granja	239,06	8,78 %
La Pintana	196,88	9,20 %
La Reina	319,84	14,45 %
Lampa	288,85	9,12 %
Las Condes	254,25	16,10 %
Lo Barnechea	421,50	11,30 %
Lo Espejo	257,06	7,88 %
Lo Prado	235,70	7,78 %
Macul	218,62	12,81 %
Maipú	224,61	9,05 %
María Pinto	212,03	7,01 %
Melipilla	179,27	8,36 %
Nuñoa	199,52	16,81 %
Padre Hurtado	229,57	11,91 %
Paine	265,93	7,57 %
Pedro Aguirre Cerda	258,14	9,24 %
Peñaflor	227,84	11,75 %
Peñalolén	294,08	8,43 %
Pirque	325,27	10,57 %
Providencia	202,86	17,54 %
Pudahuel	250,31	9,15 %
Puente Alto	205,10	10,30 %
Quilicura	240,48	10,51 %
Quinta Normal	244,12	8,38 %
Recoleta	266,26	9,45 %
Renca	237,68	9,16 %
San Bernardo	210,95	11,96 %
San Joaquín	228,27	9,17 %
San José de Maipo	289,02	12,90 %
San Miguel	208,33	13,34 %
San Pedro	236,43	10,96 %
San Ramón	260,91	6,42 %
Santiago	178,62	10,57 %
Talagante	234,88	11,22 %
Tiltil	241,60	8,28 %
Vitacura	320,23	14,69 %

Tabla A.6: Precio de Energía Eléctrica por Comuna

Comuna	Pesos/kWh
Alhué	125.19
Buín	125.19
Calera de Tango	114.45
Cerrillos	101.37
Cerro Navia	101.37
Colina	113.06
Conchalí	101.37
Curacaví	116.06
El Bosque	114.45
El Monte	125.19
Estación Central	101.37
Huechuraba	101.37
Independencia	101.37
Isla de Maipo	120.54
La Cisterna	101.37
La Florida	101.37
La Granja	101.37
La Pintana	114.45
La Reina	101.37
Lampa	101.37
Las Condes	101.37
Lo Barnechea	119.73
Lo Espejo	101.37
Lo Prado	101.37
Macul	101.37
Maipú	101.37
María Pinto	122.44
Melipilla	125.19
Nuñoa	101.37
Padre Hurtado	114.45
Paine	120.54
Pedro Aguirre Cerda	101.37
Peñaflor	116.18
Peñalolén	101.37
Pirque	113.99
Providencia	101.37
Pudahuel	101.37
Puente Alto	114.22
Quilicura	101.37
Quinta Normal	101.37
Recoleta	101.37
Renca	101.37
San Bernardo	114.45
San Joaquín	101.37
San José de Maipo	114.45
San Miguel	101.37
San Pedro	125.19
San Ramón	101.37
Santiago	101.37
Talagante	122.44
Tiltil	121.72
Vitacura	101.37

-----, ---

1 Programa para la simulacion Montecarlo del Programa Casa Solar

```
[ ]: import pandas as pd
import numpy_financial as npf
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns

[ ]: tCO=0.3365 #tasa de conversion tCO2eq/mwh
tCOn=tCO/1000 #tasa conversion tCO2eq/kwh
pventakwh=90.8344 #precio venta promedio de kwh en RM
Ck1,Ck2=1.550000,2.350000 #Costo kit 1kup y 2kup respectivamente segun
    ↪cotización

[ ]: # Ruta
file_path = 'DATA1.xlsx'

# Leer todas las hojas del archivo Excel
try:
    all_sheets_df = pd.read_excel(file_path, sheet_name=None)
    for sheet_name, df in all_sheets_df.items():
        globals()[sheet_name] = df.to_numpy()
        print("Variables creadas para cada hoja:")
        for sheet_name in all_sheets_df.keys():
            print(sheet_name)
except Exception as e:
    print(f"Error al leer el archivo: {e}")
```

1.0.1 Avaluo Fiscal

```
[ ]: def CHM(comuna,var=0.30):
    for i in ConsCom:
        k=i
        if i[0]==comuna:
            break
```

Figura A.1: Código en Jupyter Notebook del Programa de Simulación

```

k=np.delete(k,0)
T1=np.swapaxes(np.atleast_2d((np.transpose(PerfilDDA)[1])),0,1)
T2=np.swapaxes(np.atleast_2d((np.transpose(PerfilDDA)[2])),0,1)
T3=np.swapaxes(np.atleast_2d((np.transpose(PerfilDDA)[3])),0,1)
T4=np.swapaxes(np.atleast_2d((np.transpose(PerfilDDA)[4])),0,1)
TT1=T1*k
TT2=T2*k
TT3=T3*k
TT4=T4*k
cmh=np.empty([24, 12])

for i in range(len(cmh)):
    for j in range(len(cmh[i])):
        if j<3:
            cmh[i][j]=TT1[i][j]*np.random.normal(1, var, 1)[0]
        if j>=3 and j<6:
            cmh[i][j]=TT2[i][j]*np.random.normal(1, var, 1)[0]
        if j>=6 and j<9:
            cmh[i][j]=TT3[i][j]*np.random.normal(1, var, 1)[0]
        if j>=9 and j<12:
            cmh[i][j]=TT4[i][j]*np.random.normal(1, var, 1)[0]
return cmh

```

1.0.2 Ejemplo consumo horario promedio de Vitacura Idealizado

```

]: a=pd.DataFrame(CHM('Vitacura',0))
sns.lineplot(a)
plt.title('CHM')
plt.show()

```

1.0.3 Ejemplo consumo horario con variacion normal con DE de 0.3

```

]: a=pd.DataFrame(CHM('Vitacura',0.3))
sns.lineplot(a)
plt.title('CHM Vitacura')
plt.show()

```

```

]: def GHM(config,de=0.02):
    C=np.empty([1, 12])
    for i in range(len(C[0])):
        C[0][i]=Configs[config-1][i+1]*np.random.normal(1, de, 1)[0]
    PG=np.swapaxes(np.atleast_2d(PerfilGen[:,1]),0,1)
    ghm=PG*C

```

```
return ghm
```

1.0.4 Generacion electrica horaria por mes para la Configuracion 1

```
[ ]: a=pd.DataFrame(GHM(1,0))
      sns.lineplot(a)
      plt.title('GHM C1')
      plt.show()
```

```
[ ]: a=pd.DataFrame(GHM(1,0.02))
      sns.lineplot(a)
      plt.title('GHM C1 con variacion')
      plt.show()
```

```
[ ]: def ME(comuna,config,P):
      a=P*GHM(config)-CHM(comuna)
      suma=0
      c=0
      C=np.empty([1, 12])
      for i in range(len(C[0])):
          C[0][i]=Configs[config-1][i+1] #algo raro aca creo
      for i in C[0]:
          c=c+i
      for i in range(len(a)):
          for j in range(len(a[i])):
              if a[i][j]>0:
                  suma=suma+a[i][j]
      print(c)
      return suma, P*c-suma, c*P
```

Se crea funcion de ingreso

```
[ ]: def I(comuna,config,P):
      pventakwh
      k=0
      for i in range(len(Preciokwh)):
          if Preciokwh[i][0]==comuna:
              k=Preciokwh[i][1]
      ex,ac,kwh=ME(comuna,config,P)
      r=ex*pventakwh + ac*k
      tco2=kwh*tCO2
      print(k)
      return r,kwh,tco2
      I("Vitacura",1,1)
```

```
[ ]: def cpbd(fcs, tccp):
    acumulado = 0
    for i in range(len(fcs)):
        if acumulado + fcs[i] / ((1 + tccp) ** i) >= 0:
            ret= i+(acumulado)/fcs[i] / ((1 + tccp) ** i)
            return ret
            break
        else:
            acumulado += fcs[i] / ((1 + tccp) ** i)
    if i==25 and acumulado<0:
        return '-'
```

Funcion de Analisis financiero por cada caso

```
[ ]: def AFC(comuna, config, P, af, tccp=0.08):
    i1,kwh,tco=I(comuna,config,P)
    K=CC[af-1][P-1]
    fc=np.empty([26])
    for i in range(len(fc)):
        if i==0:
            fc[i]=-K
        if i>0:
            fc[i]=i1*((1.03)**(i-1))*((1-0.009)**(i-1))
    return npf.irr(fc), npf.npv(0.08,fc),cpbd(fc,tccp),kwh,tco
```

```
[ ]: AFA=AF[:,1]+AF[:,2]+AF[:,3]+AF[:,4]+AF[:,5]+AF[:,6]+AF[:,7]
Prob=AFA*AreaFav[:,1]
Prob=Prob/(sum(Prob))
```

1.1 Simulacion Montecarlo

Normalizacion de Tablas

```
[ ]: comunas_array = AF[:, 0].astype(str) # Convertir a string si no lo son ya
probabilidades_array = Prob.astype(float) # Convertir a float y asegurar que
    ↪no haya NaNs o Inf

# Normalizar las probabilidades para que sumen 1
probabilidades_array /= np.sum(probabilidades_array)
```

Selección de comuna y participantes por comuna

```
[ ]: def simulacion_montecarlo(comunas_array, probabilidades_array, min_comunas=6,
    max_comunas=9, min_por_comuna=100, min_total=700, max_total=1000):
    # Generar la cantidad de participantes con distribución triangular
    num_participantes = int(np.random.triangular(left=min_total, mode=1000,
    right=1100))

    # Escoger un número aleatorio de comunas entre 6 y 9
    num_comunas_elegidas = np.random.randint(min_comunas, max_comunas + 1)

    comunas_elegidas_indices = np.random.choice(len(comunas_array),
    size=num_comunas_elegidas, replace=False, p=probabilidades_array)

    #generar suma de probabilidades de las comunas escogidas
    sumprob=0
    for i in comunas_elegidas_indices:
        sumprob=sumprob+probabilidades_array[i]

    # Asignar participantes a cada comuna seleccionada
    asignacion = np.zeros(len(comunas_array))
    for idx in comunas_elegidas_indices:
        # Asignar participantes basándose en la probabilidad de la comuna
        participantes_comuna = max(min_por_comuna, np.random.
    normal(loc=num_participantes * probabilidades_array[idx]/sumprob,
    scale=min_por_comuna /2))
        asignacion[idx] = participantes_comuna
        asignacion=np.round(asignacion,0)

    # Ajustar la suma total de participantes si excede el máximo permitido
    while asignacion.sum() > max_total:
        # Reducir participantes de las comunas seleccionadas
        for idx in comunas_elegidas_indices:
            if asignacion[idx] > min_por_comuna:
                asignacion[idx] -= 1
                if asignacion.sum() <= max_total:
                    break

        # Crear el diccionario de resultados
        if asignacion.sum()<700:
            print(asignacion.sum())
        resultado = {comunas_array[idx]: int(asignacion[idx]) for idx in
    comunas_elegidas_indices if asignacion[idx] > 0}

    return resultado

# Ejemplo de llamada a la función
# comunas_array = np.array([...])
# probabilidades_array = np.array([...])
```

```

resultado_simulacion = simulacion_montecarlo(comunas_array,
    <probabilidades_array)
print(resultado_simulacion)

```

1.1.1 Distribuir Participantes por avalúo fiscal, configuraciones y potencia

```

[ ]: def distribuir_participantes_en_tablas(dic_participantes, af_array,
    <num_configuraciones=16):
    tablas_distribucion = {}
    for comuna, num_participantes in dic_participantes.items():
        # Encontrar la fila del array AF correspondiente a la comuna
        fila_comuna = af_array[af_array[:, 0] == comuna][0]
        # Obtener las viviendas por tramo de avalúo fiscal
        viviendas_por_tramo = fila_comuna[1:].astype(int)

        # Calcular las proporciones de viviendas por tramo
        proporciones = viviendas_por_tramo / viviendas_por_tramo.sum()

        # Distribuir participantes en tramos y asignar configuraciones,
    <aleatorias
        tramos_asignados = np.random.choice(len(viviendas_por_tramo),
    <size=num_participantes, p=proporciones)
        configuraciones_asignadas = np.random.randint(0, num_configuraciones,
    <size=num_participantes)

        # Crear la tabla de distribución para la comuna
        tabla_comuna = np.zeros((len(viviendas_por_tramo),
    <num_configuraciones), dtype=int)
        for tramo, configuracion in zip(tramos_asignados,
    <configuraciones_asignadas):
            tabla_comuna[tramo, configuracion] += 1

        tablas_distribucion[comuna] = tabla_comuna

    return tablas_distribucion

# Suponiendo que dic_participantes y AF son tus datos reales
# Ejemplo de uso:
resultado_tablas =
    <distribuir_participantes_en_tablas(simulacion_montecarlo(comunas_array,
    <probabilidades_array), AF)
resultado_tablas

```

```

[ ]: def distribuir_participantes_con_potencia(dic_participantes, af_array,
    <num_configuraciones=16):

```

```

tablas_distribucion = {}

for comuna, num_participantes in dic_participantes.items():
    fila_comuna = af_array[af_array[:, 0] == comuna][0]
    viviendas_por_tramo = fila_comuna[1:].astype(int)
    proporciones = viviendas_por_tramo / viviendas_por_tramo.sum()

    # Dividir participantes entre 1 kwp y 2 kwp
    participantes_1kwp = np.random.binomial(num_participantes, 0.5)
    participantes_2kwp = num_participantes - participantes_1kwp

    # Distribuir participantes en tramos y asignar configuraciones_
    aleatorias
    # Para participantes con 1 kwp
    tramos_1kwp = np.random.choice(len(viviendas_por_tramo),
    size=participantes_1kwp, p=proporciones)
    configuraciones_1kwp = np.random.randint(0, num_configuraciones,
    size=participantes_1kwp)

    # Para participantes con 2 kwp
    tramos_2kwp = np.random.choice(len(viviendas_por_tramo),
    size=participantes_2kwp, p=proporciones)
    configuraciones_2kwp = np.random.randint(0, num_configuraciones,
    size=participantes_2kwp)

    # Crear las tablas de distribución
    tabla_1kwp = np.zeros((len(viviendas_por_tramo), num_configuraciones),
    dtype=int)
    tabla_2kwp = np.zeros((len(viviendas_por_tramo), num_configuraciones),
    dtype=int)

    for tramo, config in zip(tramos_1kwp, configuraciones_1kwp):
        tabla_1kwp[tramo, config] += 1
    for tramo, config in zip(tramos_2kwp, configuraciones_2kwp):
        tabla_2kwp[tramo, config] += 1

    tablas_distribucion[comuna] = {"1 kwp": tabla_1kwp, "2 kwp": tabla_2kwp}

return tablas_distribucion

# Ejemplo de uso
# dic_participantes = {'Comuna1': 150, 'Comuna2': 120, ...} # Diccionario de
    participantes por comuna
resultado =
    distribuir_participantes_con_potencia(simulacion_montecarlo(comunas_array,
    probabilidades_array), AF)

```

```
resultado
```

1.1.2 Calcular Promedios financieros por comuna y totales

```
[ ]: def calcular_promedios_financieros(dic_participantes):
    promedios_por_comuna = {}
    casos_sin_payback = []
    tir_total_global, van_total_global, payback_total_global, kwh_total_global,
    tco_total_global = 0, 0, 0, 0, 0
    contador_global = 0

    for comuna, datos_comuna in dic_participantes.items():
        tir_total, van_total, payback_total, kwh_total, tco_total = 0, 0, 0, 0, 0
        contador = 0

        for potencia, tabla in datos_comuna.items():
            for tramo in range(tabla.shape[0]):
                for config in range(tabla.shape[1]):
                    cantidad = tabla[tramo, config]
                    if cantidad > 0:
                        tir, van, payback, kwh, tco = AFC(comuna, config + 1,
int(potencia[0]), tramo + 1)
                        tir_total += tir * cantidad
                        van_total += van * cantidad
                        kwh_total += kwh * cantidad
                        tco_total += tco * cantidad
                        if payback != '-':
                            payback = float(payback)
                            payback_total += payback * cantidad
                            contador += cantidad
                            contador_global += cantidad
                        else:
                            casos_sin_payback.append((comuna, config + 1,
int(potencia[0]), tramo + 1))

        if contador > 0:
            promedios_por_comuna[comuna] = {
                'TIR': tir_total / contador,
                'VAN': van_total / contador,
                'PAYBACK': payback_total / contador,
                'kwh': kwh_total / contador,
                'tco': tco_total / contador
            }
            tir_total_global += tir_total
            van_total_global += van_total
            payback_total_global += payback_total
            kwh_total_global += kwh_total
```

```

        tco_total_global += tco_total

    promedios_financieros_totales = {
        'TIR': tir_total_global / contador_global if contador_global > 0 else '-',
        'VAN': van_total_global / contador_global if contador_global > 0 else '-',
        'PAYBACK': payback_total_global / contador_global if contador_global > 0 else '-',
        'kwh': kwh_total_global if contador_global > 0 else '-',
        'tco': tco_total_global if contador_global > 0 else '-'}

    return promedios_por_comuna, promedios_financieros_totales, casos_sin_payback

# Ejemplo de uso
promedios_financieros, totales, casos_sin_payback = calcular_promedios_financieros(distribuir_participantes_con_potencia(simulacion_monprobabilidades_array), AF)
#print(promedios_financieros)
#print("Casos sin PAYBACK:", casos_sin_payback)
#print(totales)

```

```
[ ]: promedios_financieros,totales
```

1.1.3 Realizar el Analisis Montecarlo con las salidas solicitadas

```
[ ]: a=distribuir_participantes_con_potencia(simulacion_montecarlo(comunas_array,probabilidades_array), AF)
b=distribuir_participantes_con_potencia(simulacion_montecarlo(comunas_array,probabilidades_array), AF)
```

```
[ ]: def diarr(dicc):
    kwp1=kwp2=np.zeros([7,16])
    for comuna in dicc:
        kwp1=diarr[comuna]['1 kwp']+kwp1
        kwp2=diarr[comuna]['2 kwp']+kwp2
    return sum(np.transpose(kwp1)), sum(np.transpose(kwp2))

c,d=diarr(b)
sum(c+d)
```

```
[ ]: def subsidios(C1,C2,p1,p2):
    sub=0
    cont=0
    for t in p1:
        sub+=t*(C1-CC[cont][0])
```

```

        cont+=1
    cont=0
    for t in p2:
        sub+=t*(C2-CC[cont][1])
        cont+=1
    return (sub)

```

```
[ ]: (subsidiros(1800000,2350000,c,d))
```

```
[ ]: import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns
C1=1800000
C2=2350000

def realizar_analisis_montecarlo(num_iteraciones, comunas_array,
    probabilidades_array, af_array):
    tir_total, payback_total, van_total, kwh_total, tco_total = [], [], [], [],
    []
    resultados_comunas = {comuna: {'TIR': [], 'VAN': [], 'PAYBACK': [],
    'Conteo': 0, 'kwh': [], 'tco': []} for comuna in comunas_array}
    subsidio=0
    partp1=0
    partp2=0

    for _ in range(num_iteraciones):
        # Genera una nueva distribución de participantes
        distribucion_participantes = distribuir_participantes_con_potencia(
            simulacion_montecarlo(comunas_array, probabilidades_array),
            af_array)
        pot1,pot2=diarr(distribucion_participantes)
        partp1+=np.sum(pot1)
        partp2+=np.sum(pot2)
        subsidio+=subsidiros(C1,C2,pot1,pot2)

        # Llama a calcular_promedios_financieros para esta distribución
        promedios_financieros, promedios_totales, _ =
        calcular_promedios_financieros(distribucion_participantes)
        tir_total.append(promedios_totales['TIR'])
        payback_total.append(promedios_totales['PAYBACK'])
        van_total.append(promedios_totales['VAN'])
        kwh_total.append(promedios_totales['kwh'])
        tco_total.append(promedios_totales['tco'])

```

```

for comuna in comunas_array:
    if comuna in promedios_financieros:
        datos = promedios_financieros[comuna]
        resultados_comunas[comuna]['TIR'].append(datos['TIR'])
        resultados_comunas[comuna]['VAN'].append(datos['VAN'])
        resultados_comunas[comuna]['PAYBACK'].append(datos['PAYBACK'])
        resultados_comunas[comuna]['kwh'].append(datos['kwh'])
        resultados_comunas[comuna]['tco'].append(datos['tco'])
        resultados_comunas[comuna]['Conteo'] += 1

tabla_resultados = pd.DataFrame(columns=['Comuna', 'TIR Promedio', 'VAN_
Promedio', 'PAYBACK Promedio', 'VaR TIR', 'VaR VAN', 'VaR_
PAYBACK', 'kwh', 'VaR kWh', 'tco', 'Veces Seleccionada'])

for comuna, datos in resultados_comunas.items():
    conteo = datos['Conteo']
    if conteo > 0:
        tir_promedio = np.mean(datos['TIR'])
        van_promedio = np.mean(datos['VAN'])
        payback_promedio = np.mean(datos['PAYBACK'])
        var_tir = np.percentile(datos['TIR'], 5)
        var_van = np.percentile(datos['VAN'], 5)
        var_payback = np.percentile(datos['PAYBACK'], 95)
        kwh_promedio=np.mean(datos['kwh'])
        var_kwh=np.percentile(datos['kwh'],5)
        tco_promedio=np.mean(datos['tco'])

    else:
        tir_promedio = van_promedio = payback_promedio = var_tir = var_van_
        var_payback =kwh_promedio=var_kwh= tco_promedio =np.nan

    resultado_comuna = pd.DataFrame({
        'Comuna': [comuna],
        'TIR Promedio': [tir_promedio],
        'VAN Promedio': [van_promedio],
        'PAYBACK Promedio': [payback_promedio],
        'VaR TIR': [var_tir],
        'VaR VAN': [var_van],
        'VaR PAYBACK': [var_payback],
        'kwh': [kwh_promedio],
        'VaR kWh': [var_kwh],
        'tco' : [tco_promedio],
        'Veces Seleccionada': [conteo]
    })

```

```

        tabla_resultados = pd.concat([tabla_resultados, resultado_comuna],
        ignore_index=True)

    # Realizar análisis y gráficos como en la función anterior
    # [Aquí iría el código para gráficos y análisis de VaR, similar a la
función realizar_analisis]
    # Gráficos
    sns.histplot(tir_total, kde=True)
    plt.title('Distribución del TIR')
    plt.show()

    sns.histplot(payback_total, kde=True)
    plt.title('Distribución del PAYBACK')
    plt.show()

    sns.histplot(van_total, kde=True)
    plt.title('Distribución del VAN')
    plt.show()

    sns.histplot(kwh_total, kde=True)
    plt.title('Distribución de Generación')
    plt.show()

    # Análisis de Value at Risk (VaR)
    var_tir = np.percentile(tir_total, 5)
    var_payback = np.percentile(payback_total, 95)
    var_van = np.percentile(van_total, 5)
    var_tco = np.percentile(tco_total, 5)

    # Promedios Totales
    promedio_tir = np.mean(tir_total)
    promedio_payback = np.mean(payback_total)
    promedio_van = np.mean(van_total)
    promedio_kwh = np.mean(kwh_total)
    promedio_tco = np.mean(tco_total)

    return promedio_tir, promedio_payback, promedio_van, var_tir, var_payback,
var_van, tabla_resultados, promedio_kwh, subsidio/num_iteraciones,
promedio_tco, var_tco, partp1/num_iteraciones, partp2/num_iteraciones

    #return tir_total, payback_total, van_total

# Ejemplo de uso
num_iteraciones = 5000

```

```
resultados = realizar_analisis_montecarlo(num_iteraciones, comunas_array,
    probabilidades_array, AF)
a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k,l,m=resultados
```

```
[ ]: ptir,ppay,pvan, vtir, vpay, vvvan, tabla, pkwh, psub, ptco, vtco, partp1,
    partp2= resultados
print(resultados)
print(partp1*1+partp2*2)
tabla.to_excel('Tabla.xlsx', index=False)
```

```
[ ]: vtco/tCOm
```

1.1.4 Graficos y Tablas

```
[ ]: g=tabla
g.style.format({
    'TIR Promedio': '{:,.2%}'.format,
    'VaR TIR': '{:,.2%}'.format
})
#Importar librerías
import geopandas as gpd
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import json
from bokeh.io import output_notebook, show, output_file, save
from bokeh.plotting import figure
from bokeh.models import GeoJSONDataSource, LinearColorMapper, HoverTool
from bokeh.palettes import brewer
import plotly as plt
from bokeh.models import ColorBar, BasicTicker

%matplotlib inline
```

```
[ ]: #Importar poligonos de comunas
shapefile = 'ComunasSHP//comunas.shp'

#Leer shapefile con geopandas
gdf = gpd.read_file(shapefile, encoding='utf-8')[['codregion', 'Region',
    'cod_comuna', 'Comuna', 'Provincia', 'geometry']]

#Filtramos solo RM
gdf = gdf[gdf['codregion'] == 13]

#Filtramos algunas comunas para visualizar mejor
gdf=gdf.sort_values(by="Comuna")
gdf = gdf[['Comuna', 'geometry']]
```

```
[ ]: df_final = gdf.merge(g, how = 'inner', left_on = 'Comuna', right_on = 'Comuna',
↳ suffixes = ("","_2"))
gtir,gvan,gpay,gkwh,gvec=df_final[['Comuna','geometry','TIR',
↳ 'Promedio']],df_final[['Comuna','geometry','VAN',
↳ 'Promedio']],df_final[['Comuna','geometry','PAYBACK',
↳ 'Promedio']],df_final[['Comuna','geometry','kwh']],df_final[['Comuna','geometry','Veces',
↳ 'Seleccionada']]
gpro=gvec

[ ]:

[ ]:

[ ]:

[ ]: gtir=gtir.rename(columns={"TIR Promedio": "TIR"})
gtir
#Leer la data como json
merged_json1 = json.loads(gtir.to_json())

#Convertir objeto a string
json_data1 = json.dumps(merged_json1)
#Ahora con bokeh
from bokeh.io import output_notebook, show, output_file, save
from bokeh.plotting import figure
from bokeh.models import GeoJSONDataSource, LinearColorMapper, HoverTool
from bokeh.palettes import brewer
import plotly as plt
from bokeh.models import ColorBar, BasicTicker

#Max Color
max_color = gtir['TIR'].max()

#Cargar la data json_data
gsource = GeoJSONDataSource(geojson = json_data1)

#Definir una paleta de colores
colores = brewer['Greens'][7]

#Revertir la paleta para que a mayor número, mas oscuro
colores = colores[::-1]

#Inicializar LinearColorMapper. Para que asocie un número a los colores.
color_mapper = LinearColorMapper(palette = colores, low = gtir['TIR'].min(),
↳ high = max_color)

#Agregar hovers
```

```

hover = HoverTool( tooltips = [('Comuna','@Comuna'), ('TIR Promedio', '@TIR')])

#Crear el objeto figura
fig = figure(title = 'TIR por comuna',
             height = 600,
             width = 950,
             toolbar_location = None,
             tools = [hover])

fig.xgrid.grid_line_color = None
fig.ygrid.grid_line_color = None
fig.title.text_font_size = '20pt'

#Ocultamos los ejes
fig.axis.visible = False

#Agregar comunas
fig.patches('xs', 'ys',
            source = gsource,
            fill_color = {'field': 'TIR', 'transform': color_mapper},
            line_color = 'white',
            line_width = 0.25,
            fill_alpha = 1,
            name = 'Comunas')

color_bar = ColorBar(color_mapper=color_mapper,
                    ticker=BasicTicker(desired_num_ticks=len(colores)),
                    label_standoff=12, border_line_color=None, location=(0,0))
fig.add_layout(color_bar, 'right')

#Display
output_notebook()
show(fig)
output_file('Mapa_RM_TIR.html')
save(fig)

```

```
[ ]:
```

```

[ ]: gvan=gvan.rename(columns={"VAN Promedio": "Van"})
gvan
#Leer la data como json
merged_json2 = json.loads(gvan.to_json())

#Convervan objeto a string
json_data2 = json.dumps(merged_json2)
#Ahora con bokeh

```

```

from bokeh.io import output_notebook, show, output_file, save
from bokeh.plotting import figure
from bokeh.models import GeoJSONDataSource, LinearColorMapper, HoverTool
from bokeh.palettes import brewer
import plotly as plt
from bokeh.models import ColorBar, BasicTicker

#Max Color
max_color = gvan['Van'].max()

#Cargar la data json_data
gsource = GeoJSONDataSource(geojson = json_data2)

#Definir una paleta de colores
colores = brewer['Greens'][7]

#Revervan la paleta para que a mayor número, mas oscuro
colores = colores[::-1]

#Inicializar LinearColorMapper. Para que asocie un número a los colores.
color_mapper = LinearColorMapper(palette = colores, low = gvan['Van'].min(),
                                high = max_color)

#Agregar hovers
hover = HoverTool( tooltips = [('Comuna', '@Comuna'), ('Van Promedio', '@Van')])

#Crear el objeto figura
fig = figure(title = 'Van por comuna',
             height = 600,
             width = 950,
             toolbar_location = None,
             tools = [hover])

fig.xgrid.grid_line_color = None
fig.ygrid.grid_line_color = None
fig.title.text_font_size = '20pt'

#Ocultamos los ejes
fig.axis.visible = False

#Agregar comunas
fig.patches('xs', 'ys',
            source = gsource,
            fill_color = {'field': 'Van', 'transform': color_mapper},
            line_color = 'white',
            line_width = 0.45,
            fill_alpha = 1,

```

```

        name = 'Comunas')

color_bar = ColorBar(color_mapper=color_mapper,
                    ticker=BasicTicker(desired_num_ticks=len(colores)),
                    label_standoff=12, border_line_color=None, location=(0,0))
fig.add_layout(color_bar, 'right')

#Display
output_notebook()
show(fig)
output_file('Mapa_RM_van.html')
save(fig)

```

```
[ ]: gvan
```

```

[ ]: gpay=gpay.rename(columns={"PAYBACK Promedio": "pay"})
gpay
#Leer la data como json
merged_json3 = json.loads(gpay.to_json())

#Convertpay objeto a string
json_data3 = json.dumps(merged_json3)
#Ahora con bokeh
from bokeh.io import output_notebook, show, output_file, save
from bokeh.plotting import figure
from bokeh.models import GeoJSONDataSource, LinearColorMapper, HoverTool
from bokeh.palettes import brewer
import plotly as plt
from bokeh.models import ColorBar, BasicTicker

#Max Color
max_color = gpay['pay'].max()

#Cargar la data json_data
gsource = GeoJSONDataSource(geojson = json_data3)

#Definir una paleta de colores
colores = brewer['Greens'][7]

#Reverpay la paleta para que a mayor número, mas oscuro
colores = colores[::-1]

#Inicializar LinearColorMapper. Para que asocie un número a los colores.
color_mapper = LinearColorMapper(palette = colores, low = max_color, high =
    ↳gpay['pay'].min())

```

```

#Agregar hovers
hover = HoverTool( tooltips = [('Comuna','@Comuna'), ('pay Promedio', '@pay')])

#Crear el objeto figura
fig = figure(title = 'Payback descontado por comuna',
             height = 600,
             width = 950,
             toolbar_location = None,
             tools = [hover])

fig.xgrid.grid_line_color = None
fig.ygrid.grid_line_color = None
fig.title.text_font_size = '20pt'

#Ocultamos los ejes
fig.axis.visible = False

#Agregar comunas
fig.patches('xs', 'ys',
            source = gsource,
            fill_color = {'field': 'pay', 'transform': color_mapper},
            line_color = 'white',
            line_width = 0.25,
            fill_alpha = 1,
            name = 'Comunas')

color_bar = ColorBar(color_mapper=color_mapper,
                    ticker=BasicTicker(desired_num_ticks=len(colores)),
                    label_standoff=12, border_line_color=None, location=(0,0))
fig.add_layout(color_bar, 'right')

#Display
output_notebook()
show(fig)
output_file('Mapa_RM_pay.html')
save(fig)

```

```

[ ]: gvec=gvec.rename(columns={"Veces Seleccionada": "vec"})#Leer la data como json
merged_json5 = json.loads(gvec.to_json())

#Convervec objeto a string
json_data5 = json.dumps(merged_json5)
#Ahora con bokeh
from bokeh.io import output_notebook, show, output_file, save
from bokeh.plotting import figure
from bokeh.models import GeoJSONDataSource, LinearColorMapper, HoverTool

```

```

from bokeh.palettes import brewer
import plotly as plt
from bokeh.models import ColorBar, BasicTicker

#Max Color
max_color = gvec['vec'].max()

#Cargar la data json_data
gsource = GeoJSONDataSource(geojson = json_data5)

#Definir una paleta de colores
colores = brewer['Greens'][7]

#Revervec la paleta para que a mayor número, mas oscuro
colores = colores[::-1]

#Inicializar LinearColorMapper. Para que asocie un número a los colores.
color_mapper = LinearColorMapper(palette = colores, low = gvec['vec'].min(),
    high = max_color)

#Agregar hovers
hover = HoverTool( tooltips = [('Comuna', '@Comuna'), ('Veces Seleccionada',
    '@vec')])

#Crear el objeto figura
fig = figure(title = 'vec por comuna',
    height = 600,
    width = 950,
    toolbar_location = None,
    tools = [hover],
    name='Density')

fig.xgrid.grid_line_color = None
fig.ygrid.grid_line_color = None
fig.title.text_font_size = '20pt'

color_bar = ColorBar(color_mapper=color_mapper,
    ticker=BasicTicker(desired_num_ticks=len(colores)),
    label_standoff=12, border_line_color=None, location=(0,0))

#Ocultamos los ejes
fig.axis.visible = False

#Agregar comunas
fig.patches('xs', 'ys',
    source = gsource,
    fill_color = {'field': 'vec', 'transform': color_mapper},

```

```
        line_color = 'black',
        line_width = 0.25,
        fill_alpha = 1,
        name = 'Comunas')
fig.add_layout(color_bar, 'right')
#Display
output_notebook()
show(fig)
output_file('Mapa_RM_vec.html')

[ ]:
```