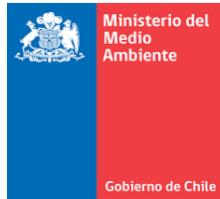


**“FORTALECIMIENTO DE
ALTERNATIVAS DE COMPENSACIÓN
DE EMISIONES EN LA REGIÓN
METROPOLITANA DE SANTIAGO”
LICITACIÓN PÚBLICA N° 61134-6-LE25**

Informe Final

Preparado para Ministerio del Medio Ambiente



Noviembre 2025

Autores

Karen Ubilla
Vicente Sepúlveda
Carla Lanyon
Camila Cantillana

Realizado por Innovemos SPA
Irarrázabal 4345
Comuna Ñuñoa
Santiago de Chile, Noviembre 2025

Índice de contenido

1	<i>Introducción</i>	7
1.1	Metodología Aplicada por Objetivo Específico	8
1.1.1	Metodología para la Caracterización Regional y Definición de la Línea Base (Objetivo 1)	9
1.1.2	Metodología para el Diseño del Modelo de Planta Fotovoltaica Comunitaria (Objetivo 2)	9
1.1.3	Metodología para el Diseño del Modelo de Sistemas Fotovoltaicos Residenciales (Objetivo 3)	10
1.1.4	Metodología para el Análisis Comparativo Técnico-Económico (Objetivo 4)	11
1.2	Objetivos del Proyecto	11
1.2.1	Objetivo General	11
1.2.2	Objetivos Específicos	11
2	<i>Objetivo 1: Caracterización Regional para la Implementación de Medidas de Compensación Basadas en la Electrificación Residencial</i>	13
2.1	Criterios de relevancia a nivel regional para la caracterización del sector eléctrico y su relación con uso a nivel residencial de tecnologías cero emisión	13
2.2	Actualización de la Situación Inicial de Emisiones por Leña: Factores de Emisión y Niveles de Actividad para Calefacción y Cocción	14
2.2.1	Contexto y Justificación Metodológica	14
2.2.2	Ánalisis Detallado de Parámetros para Calefactores	15
2.2.3	Diferenciación y Análisis Específico para Cocinas a Leña	15
2.2.4	Cálculo de Emisiones Equivalentes y Factores de Compensación	16
2.2.5	Justificación Metodológica del Cambio en Factores de Emisión y Niveles de Actividad (Guía 2019 vs Inventario 2023)	18
2.3	Análisis de la Estructura Tarifaria Eléctrica Residencial en la Región Metropolitana	20
2.3.1	Marco Regulatorio y Desglose de Componentes Tarifarios	20
2.3.2	Ánalisis de la Brecha Tarifaria entre Zonas A y B	22
2.3.3	Impacto de la Electrificación en el Desarrollo a Largo Plazo	24
2.4	Fiabilidad del Suministro Eléctrico	25
2.4.1	Indicadores de Calidad de Suministro y Metodología de Análisis	25
2.4.2	Ánalisis Histórico de Interrupciones de Suministro (2019-2025)	26
2.4.3	Evaluación del Riesgo de Interrupción para la Permanencia de las Medidas	28
2.5	Análisis Comparativo del Consumo Energético y Costos Operativos Residenciales: Leña vs. Electricidad	29
2.5.1	Metodología Diferenciada para Calefacción y Cocción	29

2.5.2	El Costo Anual de la Calefacción y la Cocción	30
3	Objetivo 2: Metodología de Compensación a través de Planta Fotovoltaica Comunitaria	31
3.1	Ánálisis de Antecedentes Técnico-Económicos del Proyecto Piloto de Talagante	32
3.1.1	Identificación de Costos, Potenciales y Barreras.....	34
3.2	Cuantificación del Potencial de Reducción de Emisiones	36
3.2.1	Definición del Escenario Base	37
3.2.2	Ánálisis de Reducción Bajo Escenarios de Factores de Emisión.....	37
3.3	Desarrollo de un Modelo de “Banco de Compensación”.....	38
3.3.1	Justificación de la Arquitectura de Gobernanza Recomendada: El Modelo FIP.....	38
3.3.2	Ánálisis de Costos y Rol del Municipio en el Modelo de Gobernanza	40
3.3.3	Flujo Operativo del Modelo	43
3.4	Etapas de Tramitación del Programa de Compensación y Metodología de Seguimiento (MRV)	45
3.4.1	Flujo de Tramitación de Programas de Compensación de Emisiones (PCE) e Informes de Cumplimiento (IC).....	45
3.4.2	Diseño de Metodología de Seguimiento, Reporte y Verificación (MRV)	46
4	Objetivo Específico 3: Desarrollo de Metodología de Compensación a Tráves de Instalación de Paneles Fotovoltaicos en Viviendas.....	48
4.1	Definición del Sistema de Referencia y Análisis de Ciclo de Vida	48
4.1.1	Parámetros Técnicos del SFVR Estándar	48
4.1.2	Ánálisis de Costos de Implementación (CAPEX).....	49
4.1.3	Ánálisis de Ciclo de Vida y el Requisito de "Permanencia"	49
4.2	Cuantificación de la Unidad de Compensación	50
4.2.1	Balance Energético y Desplazamiento de Combustible	50
4.2.2	Cálculo de la Reducción de Emisiones y Unidad de Compensación.....	50
4.3	Arquitectura de Gobernanza: El Modelo de Gestor de Programa Centralizado	51
4.4	Flujo de Tramitación del Plan de Compensación (PCE) e Informe de Cumplimiento (IC)	52
4.5	Metodología de Seguimiento, Reporte y Verificación (MRV) Agregado	53
4.6	Indicadores Clave de Desempeño (KPIs) a Monitorear.....	53
4.6.1	Flujo de Reporte y Entregables	54
5	Objetivo Específico 4: Desarrollo de Análisis Comparativo, Técnico-Económico, de Ambas Alternativas de Compensación Evaluadas	54
5.1	Evaluación Comparativa de Alternativas.....	54
5.2	Ánálisis Detallado de los Criterios de Evaluación	57
5.2.1	Configuración del Proyecto y Justificación Técnica	57
5.2.2	Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones Atmosféricas	58
5.2.3	Ánálisis comparativo del impacto de la reducción de emisiones:.....	59
5.2.4	Costos de Inversión y Mantenimiento (CAPEX & OPEX).....	60
5.2.5	Sostenibilidad a Largo Plazo ("Permanencia")	61
5.2.6	Factibilidad de Implementación y Seguimiento por parte de la Autoridad.....	61

5.3 Conclusión del Análisis Comparativo	63
6 Conclusiones	65
7 Productos.....	67
7.1.1 Repositorio Digital de Documentación	67
7.1.2 Productos Entregados	68
8 Anexo N°1.....	69
9 Anexo N°2.....	70

Índice de Figuras

Figura 1: Precio de Energía según PNP 2025-2 en Comunas de la Zona B + Cuenta tipo 2019.	23
Figura 2: Mapa de precios promedios de las tarifas eléctricas por kWh en la Región Metropolitana (2019). Fuente: Elaboración propia a partir de datos de “Cuenta Tipo – Energía Abierta”.	24
Figura 3: SAIDI total anual por zona de la Región Metropolitana. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SEC (2025 hasta el mes de junio)	27
Figura 4: Flujo del Modelo del Banco de Compensación.	45

Índice de Tablas

Tabla 1:Cálculo del Factor de Compensación Unitario para Artefactos Residenciales a Leña (2025).....	17
Tabla 2: Parámetros de Compensación por Escenario Regulatorio.	18
Tabla 3: Desglose de componentes de la Tarifa Eléctrica Residencial (BT-1)	21
Tabla 4: Resumen de Indicadores SAIDI Acumulado (horas) para Comunas de la Zona B (2019-2025).	27
Tabla 5: Consumo y características de sistemas de calefacción y cocción según fuente de energía.	31
Tabla 6: Parámetros de Referencia Técnicos y Económicos del Proyecto Piloto de Talagante.	34
Tabla 7: Potencial de Reducción de Emisiones y Beneficiarios por Tonelada de MP2.5eq Compensada.....	38
Tabla 8: Análisis comparativo de escenarios.	39
Tabla 9:Costos de Inversión y Operación para la Compensación de 1 t/año de MP2.5eq...40	
Tabla 10:Cuantificación Comparativa de la Unidad de Compensación para SFVR (por 1 ton MP2.5eq).	51
Tabla 11: Evaluación Comparativa de Modelos de Compensación Fotovoltaica (Para compensar 1 ton de MP 2.5-eq.	54
Tabla 12: Referencias Repositorio Digital	68
Tabla 13: Solicitudes de información por transparencia.	69
Tabla 14: Resumen de reuniones sostenidas en el marco de la licitación.	69
Tabla 15: Costos de electricidad por comuna.....	70

Índice de Ecuaciones

Ecuación 1: Ecuación de emisión anual por artefacto.....	16
--	----

Ecuación 2: Ecuación de recambios necesarios por tonelada compensada.....	17
Ecuación 3: Frecuencia media de interrupción por cliente (SAIFI).....	26
Ecuación 4: Tiempo medio de interrupción por cliente (SAIDI).....	26

1 Introducción

La contaminación atmosférica en la Región Metropolitana de Santiago (RMS) constituye un desafío crítico y persistente para la salud pública y la gestión ambiental. La cuenca de Santiago ha sido formalmente declarada como "Zona Saturada" por material particulado fino (MP2.5), material particulado respirable (MP10) y ozono troposférico (O_3), lo que evidencia la superación sistemática de las normas de calidad ambiental y subraya la urgencia de implementar políticas públicas robustas y efectivas.¹

En respuesta a esta problemática, el principal instrumento de gestión vigente es el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA), establecido mediante el Decreto Supremo N°3/2016 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA). Este plan define un conjunto de medidas estructurales y de gestión de episodios críticos con el objetivo de alcanzar el cumplimiento de las normativas de calidad del aire en un plazo de 10 años desde su promulgación. Un componente central y dinamizador de este marco regulatorio es el Sistema de Compensación de Emisiones. El PPDA mandata que todo proyecto o actividad, ya sea nuevo o una modificación de uno existente, que ingrese al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y cuyas emisiones superen los umbrales definidos en su Tabla VI-14, debe compensar el 120% de sus emisiones totales anuales, tanto directas como indirectas. Este mecanismo no solo busca neutralizar el impacto de nuevas fuentes, sino que exige una mejora neta en la calidad del aire de la región, convirtiéndose en un motor regulatorio y financiero para la búsqueda y desarrollo de medidas de compensación de emisiones.¹

El presente estudio se inscribe en una trayectoria continua de fortalecimiento de los mecanismos de compensación por parte de la autoridad ambiental. Constituye una evolución de los esfuerzos previos, materializados en la "Guía de Alternativas de Compensación de Emisiones para Fuentes de Combustión"² y el posterior estudio denominado "Generación de Alternativas de Compensación de Emisiones para Fuentes de Combustión".³ Estos documentos sentaron las bases al compilar y desarrollar un portafolio de medidas enfocadas principalmente en fuentes de combustión industriales y móviles.

No obstante, la complejidad del problema de la contaminación en la Región Metropolitana exige ampliar el foco hacia las emisiones de origen residencial, las cuales presentan un carácter difuso y una alta incidencia en la exposición directa de la población. El inventario de emisiones residenciales más reciente para la región identifica inequívocamente la combustión de leña para calefacción y cocción como uno de los principales contribuyentes a las emisiones de material particulado⁴. Abordar esta fuente es, por tanto, un paso estratégico e ineludible para avanzar significativamente en la descontaminación de la cuenca.

La tesis central de este informe postula que la implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica, en sus modalidades comunitaria y residencial, representa una medida de

¹ Ministerio del Medio Ambiente (MMA). (2016). *Decreto 31: Establece Plan de Prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago*.

² DFM - Del Favero Meneses Consultores Ambientales. (2019). *Guía de alternativas de compensación de emisiones para fuentes de combustión*. Subsecretaría del Medio Ambiente (SEREMI), Región Metropolitana.

³ INGEA (Ingeniería y Gestión Ambiental). (2022). *Generación de alternativas de compensación de emisiones para fuentes de combustión*. Ministerio de Medio Ambiente.

⁴ INDATA. (2023). *Inventario de emisiones residenciales-Región Metropolitana*. Ministerio de Medio Ambiente.

compensación estratégica y de alto impacto. El mecanismo de acción es el **desplazamiento directo y verificable** de las emisiones de contaminantes locales al sustituir el uso de biocombustibles (leña) por electricidad de fuente renovable en los puntos de consumo final. Esta propuesta genera una sinergia virtuosa entre distintas políticas públicas. Por un lado, utiliza la obligación de compensar emanada del PPDA como un catalizador financiero; por otro, se apalanca en el marco regulatorio de la Ley de Generación Distribuida (Net-Billing), que habilita a los usuarios a generar su propia energía. De esta forma, una obligación ambiental se transforma en un mecanismo de inversión que promueve la transición energética a nivel residencial, generando beneficios compartidos de gran valor, como la reducción de la pobreza energética, mejorar la salud de la población al reducir la exposición intra-residencial del material particulado y la democratización del acceso a la energía limpia.

Asimismo, la energía solar aborda un desafío fundamental para la validez de cualquier medida de compensación: la "**permanencia**" del beneficio ambiental. El análisis de caracterización regional revela una paradoja crítica: las comunas con mayor consumo de leña (principalmente en la Zona B del PPDA) son las mismas que enfrentan las tarifas eléctricas más elevadas y una menor fiabilidad del suministro. Esta situación crea un riesgo material de que los hogares, ante altos costos operativos o cortes de luz prolongados, reviertan su comportamiento y vuelvan a utilizar artefactos a leña, invalidando la reducción de emisiones. Las soluciones fotovoltaicas propuestas en este estudio están diseñadas para mitigar directamente este riesgo, al reducir la dependencia de la red y disminuir el costo neto de la energía para las familias, asegurando así la sostenibilidad económica y la permanencia del cambio conductual a largo plazo.

1.1 Metodología Aplicada por Objetivo Específico

La metodología de la consultoría se ha estructurado sobre los siguientes pilares fundamentales:

- **Análisis de Casos de Referencia Empíricos:** Para asegurar que los modelos tuvieran un anclaje en la realidad operativa y económica de Chile, se utilizaron como insumos primarios los antecedentes de dos iniciativas clave del Ministerio de Energía: el proyecto piloto de planta fotovoltaica comunitaria en Talagante y el programa "Casa Solar". El análisis de estos casos permitió establecer líneas base validadas de costos (CAPEX y OPEX), potenciales de generación e identificar desafíos prácticos de implementación.
- **Modelamiento Cuantitativo:** Se realizó un análisis exhaustivo de fuentes de datos oficiales, incluyendo las bases de datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) sobre interrupciones de suministro, los informes de fijación de precios de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el inventario de emisiones del sector residencial⁵. Este enfoque basado en datos permitió una cuantificación rigurosa de las tarifas, la fiabilidad de la red y los factores de emisión.
- **Co-construcción con Actores Estratégicos:** Se implementó un proceso continuo de diálogo y validación a través de reuniones de seguimiento semanales con la contraparte técnica de la SEREMI MA y sesiones de trabajo con la AgenciaSE. Este

⁵ Ministerio del Medio Ambiente. (2023). *Inventario de emisiones del sector residencial para la Región Metropolitana de Santiago, año base 2022*. Gobierno de Chile.

componente colaborativo fue esencial para refinar y validar los modelos de gobernanza propuestos, asegurando que no solo fueran teóricamente robustos, sino también institucionalmente viables y alineados con las capacidades y objetivos de los actores clave del sistema.

A continuación, se detalla el marco metodológico específico aplicado para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos del proyecto.

1.1.1 Metodología para la Caracterización Regional y Definición de la Línea Base (Objetivo 1)

Para cumplir con el primer objetivo, se implementó una metodología cuantitativa orientada a diagnosticar el "nexo de vulnerabilidad" y a establecer una línea base de emisiones robusta y defendible.

1.1.1.1 Análisis Cuantitativo del "Nexo de Vulnerabilidad":

- **Análisis de Tarifas Eléctricas:** Se analizó la estructura de la tarifa residencial BT-1 utilizando datos del *Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio*⁶ y la base de datos de "Cuenta Tipo" del portal Energía Abierta⁷. La metodología consistió en calcular y georreferenciar el costo unitario de la energía (\$/kWh) por comuna para visualizar y cuantificar la brecha de precios sistemática entre las zonas urbanas y rurales.
- **Análisis de Fiabilidad de la Red:** Se procesó la base de datos de interrupciones de suministro de la SEC para el período 2019-2025⁸. La metodología implicó el cálculo de los indicadores SAIDI (duración media de interrupciones) y SAIFI (frecuencia media de interrupciones) a nivel comunal para comparar el desempeño entre zonas e identificar las comunas con mayor vulnerabilidad.

1.1.1.2 Establecimiento de la Línea Base de Emisiones:

La metodología se basó exclusivamente en el "Inventario de emisiones del sector residencial". Se adoptó un principio de conservadurismo como criterio rector, lo que implicó seleccionar los parámetros de los artefactos de mayor consumo y emisión para estandarizar el cálculo. Al asumir que cada recambio sustituye el peor escenario posible, se busca garantizar que la reducción de emisiones calculada represente un beneficio ambiental neto mínimo y verificable, fortaleciendo la integridad del mecanismo de compensación.

1.1.2 Metodología para el Diseño del Modelo de Planta Fotovoltaica Comunitaria (Objetivo 2)

⁶ Comisión Nacional de Energía. (2025). *Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, Segundo Semestre 2025*. Gobierno de Chile.

⁷ Ministerio de Energía. (s.f.-a). *Energía Abierta*. Recuperado el 1 de agosto de 2025, de <http://energiaabierta.cl/>

⁸ Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2025). *Base de datos de desempeño del suministro eléctrico en la Región Metropolitana (SAIDI/SAIFI)*, período 2019-2025. Gobierno de Chile.

El desarrollo de la metodología para la planta fotovoltaica comunitaria combinó un análisis empírico de un caso real con un análisis comparativo de marcos de gobernanza para diseñar una solución robusta y escalable.

- **Análisis de Caso de Referencia (Bottom-Up):** La metodología utilizó el proyecto piloto de Talagante como ancla empírica. Se realizó un análisis detallado de sus parámetros técnicos, costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) y potencial de generación. Este análisis fue crucial para construir un modelo financiero y operativo realista y para cuantificar el impacto de riesgos técnico-financieros primordiales, como el costo de conexión a la red.
- **Análisis Comparativo de Gobernanza (Top-Down):** El diseño del "Banco de Compensación" se basó en una evaluación comparativa de tres escenarios de gobernanza: gestión municipal directa, gestión especializada mediante un Fondo de Inversión Privado (FIP) y venta municipal de compensaciones a futuro. Cada escenario fue evaluado sistemáticamente frente a un conjunto de criterios clave (viabilidad legal, pericia técnica, riesgo financiero, riesgo político y escalabilidad) para concluir cuál era la arquitectura más equilibrada. El modelo resultante fue posteriormente validado en sesiones de trabajo con la AgenciaSE para asegurar su alineación con las capacidades institucionales existentes.

1.1.3 Metodología para el Diseño del Modelo de Sistemas Fotovoltaicos Residenciales (Objetivo 3)

La metodología para el modelo distribuido se centró en un análisis de costos de ciclo de vida para abordar el riesgo central que afecta a esta alternativa: la permanencia.

- **Análisis de Mercado y Costeo:** Se caracterizaron los sistemas fotovoltaicos residenciales (SFVR) utilizando datos del programa "Casa Solar" para establecer costos representativos de CAPEX y OPEX. El potencial de generación de un sistema estándar se estimó utilizando la plataforma oficial "Explorador Solar"⁹. Este análisis permitió dimensionar un sistema capaz de cubrir la demanda eléctrica de calefacción y cocción de una vivienda de referencia.
- **Análisis de Ciclo de Vida y Riesgo de "Permanencia":** El punto metodológico central fue la identificación de la disparidad crítica entre la vida útil de los paneles fotovoltaicos y la de los inversores. Dado que el requisito legal de "permanencia" del PPDA obliga a adoptar una perspectiva de ciclo de vida, se analizó el impacto de la falla del inversor a mediano plazo. A partir de este análisis, la metodología establece como requisito obligatorio el aprovisionamiento del costo de, al menos, un reemplazo de inversor para que el modelo residencial sea considerado legalmente válido.
- **Cuantificación de la Unidad de Compensación:** Finalmente, se diseñó el cálculo del número de sistemas residenciales necesarios para compensar una tonelada de MP 2.5 -eq. Este cálculo se basó en el desplazamiento del consumo de leña tanto para calefacción como para cocción, aplicando los factores de emisión estandarizados en el Objetivo 1.

⁹ Ministerio de Energía. (s.f.-b). *Explorador Solar*. Recuperado el 25 de agosto de 2025, de <https://exploradores.minenergia.cl/>

1.1.4 Metodología para el Análisis Comparativo Técnico-Económico (Objetivo 4)

Para realizar una comparación objetiva y rigurosa entre el modelo comunitario (Modelo A) y el residencial (Modelo B), se diseñó un marco de evaluación estandarizado.

- **Diseño del Marco de Evaluación Estandarizado:** La metodología definió una unidad analítica común para ambos modelos: los requerimientos técnicos y financieros necesarios para compensar exactamente una tonelada de MP 2.5-equivalente mediante el desplazamiento de calefactores a leña en un grupo definido de hogares. El uso de esta línea de base común permitió una comparación directa y equitativa de las dos alternativas.
- **Análisis Multicriterio:** Ambos modelos fueron evaluados frente a un conjunto de criterios derivados de las bases de la licitación, permitiendo un análisis integral de sus fortalezas y debilidades. Los criterios incluyeron la configuración del proyecto, la eficiencia energética, los costos de inversión, la sostenibilidad a largo plazo ("permanencia") y la factibilidad de implementación y seguimiento desde la perspectiva de la autoridad.
- **Síntesis y Formulación de Recomendaciones:** El paso final de la metodología consistió en sintetizar los hallazgos del análisis multicriterio para clasificar cada modelo según su perfil y formular recomendaciones estratégicas para la SEREMI del Medio Ambiente.

1.2 Objetivos del Proyecto

En concordancia con las bases técnicas que rigen este estudio, el proyecto persigue el siguiente objetivo general y los objetivos específicos que se detallan a continuación.

1.2.1 Objetivo General

Fortalecimiento y desarrollo de nuevas alternativas de compensación de emisiones atmosféricas para la Región Metropolitana en el marco del PPDA.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Caracterización regional para la implementación de medidas de compensación que aseguren la permanencia de sistemas eléctricos de calefacción y cocción que no generen emisiones atmosféricas de partículas en la Región Metropolitana.
2. Desarrollo de metodología de compensación a través de planta fotovoltaica comunitaria.
3. Desarrollo de metodología de compensación a través de instalación de paneles fotovoltaicos en viviendas.
4. Desarrollo del análisis comparativo, técnico-económico para las alternativas de compensación evaluadas.

El informe se estructura en tres etapas: el primer apartado entregan un diagnóstico que define la línea base de emisiones por uso de leña, revisa el contexto tarifario y la confiabilidad de la red, y compara costos entre electricidad y leña; el segundo y tercer apartado desarrollan las metodologías de compensación para una planta fotovoltaica comunitaria y para sistemas residenciales, abordando dimensiones técnicas, económicas, regulatorias y de gobernanza; y el cierre presenta un análisis comparativo y conclusiones preliminares para orientar su implementación. Este informe compila la información entregada en el Informe N°1 que considera el desarrollo del objetivo 1 y el desarrollo en su totalidad de los objetivos 2, 3 y 4.

2 Objetivo 1: Caracterización Regional para la Implementación de Medidas de Compensación Basadas en la Electrificación Residencial

Este apartado da cumplimiento al Objetivo Específico 1 de la consultoría, "Caracterización regional para la implementación de medidas de compensación que aseguren la permanencia de sistemas eléctricos de calefacción y cocción que no generen emisiones atmosféricas de partículas en la Región Metropolitana". Se establece el fundamento analítico requerido para evaluar la viabilidad y, de manera crítica, la "permanencia" regulatoria de las medidas de compensación de emisiones basadas en la electrificación del consumo energético residencial. El análisis se estructura para identificar sistemáticamente los principales impulsores de las emisiones residenciales y las barreras técnicas, económicas y de infraestructura que deben superarse para garantizar la eficacia a largo plazo de cualquier solución propuesta.

2.1 Criterios de relevancia a nivel regional para la caracterización del sector eléctrico y su relación con uso a nivel residencial de tecnologías cero emisión.

Esta sección detalla el enfoque metodológico adoptado para cumplir con la definición de criterios regionales relevantes para la caracterización del sector eléctrico en relación con las tecnologías residenciales de cero emisiones. El enfoque fue concebido como un proceso estratégico de colaboración interinstitucional para asegurar que el marco analítico resultante sea robusto, pertinente y esté alineado con objetivos más amplios de política pública.

El proceso consistió en una revisión preliminar del marco normativo y programático del sector eléctrico, e incluyó un componente central de compromiso sistemático con la contraparte mediante reuniones semanales. Además, se sostuvieron encuentros con otros actores clave, como el Ministerio de Energía, la Municipalidad de Talagante y la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE)¹⁰. Estas instancias permitieron consensuar criterios orientados a la caracterización del sector eléctrico en la transición energética residencial, abordando temas como calefacción y cocción eléctrica, paneles solares fotovoltaicos residenciales y comunitarios. Durante las reuniones se discutieron diversos aspectos clave, identificando factores técnicos, económicos y sociales que condicionan la implementación de estas tecnologías, y se analizaron insumos de experiencias previas como el caso de la Planta Solar Comunitaria en Talagante y los programas "Comuna Energética" y "Casa Solar". Este proceso deliberado de "co-construcción" del marco analítico con las mismas agencias que, en última instancia, regularán o se verán afectadas por los mecanismos de compensación propuestos, fue diseñado para construir un consenso temprano sobre lo que constituye un análisis válido mejorando así su futura legitimidad regulatoria e implementación.

¹⁰ El detalle de las reuniones realizadas se presenta en el Anexo N°1.

Para construir una base de datos cuantitativa completa, se enviaron solicitudes formales de información a organismos reguladores y operativos. Estas solicitudes, detalladas en el repositorio del proyecto (CII-01), se dirigieron a:

- **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN):** Datos históricos sobre fallas y desconexiones de la red (2014-presente); diagramas unilineales maestros y mapas georreferenciados de las instalaciones del sistema interconectado.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** Estructuras detalladas de tarifas eléctricas para la Región Metropolitana.
- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** Datos históricos sobre interrupciones de suministro (2015-presente) desagregados por comuna con indicadores SAIDI/SAIFI (CDB-04); información detallada de tarifas reguladas por comuna y tipo de tarifa (BT-1, etc.).

Esta estrategia de recopilación de datos constituye en sí misma un marco integral de evaluación de riesgos. Las solicitudes específicas a CEN, CNE y SEC forman los tres pilares necesarios para una evaluación holística de la viabilidad de la electrificación. La solicitud de datos de fallas (SAIDI/SAIFI) a la SEC y al CEN aborda directamente la **factibilidad técnica**, específicamente el requisito regulatorio crítico de "permanencia". La solicitud de datos de tarifas a la CNE y a la SEC aborda la **viabilidad económica**, identificando el costo como una barrera principal para la adopción por parte de los usuarios finales. Finalmente, la solicitud de diagramas de infraestructura al CEN aborda la **capacidad de la red**, anticipando posibles restricciones derivadas de un aumento en la demanda de electricidad.

Este proceso colaborativo y basado en datos culminó en la definición de los siguientes criterios centrales, que estructuran el análisis subsiguiente en este apartado:

- **Perfil de Emisiones de Línea Base:** Caracterización de los artefactos a leña y eléctricos utilizados para calefacción y cocción.
- **Parámetros de Cuantificación de Emisiones:** Factores de emisión y niveles de actividad actualizados para las fuentes objetivo.
- **Marco Económico:** Análisis de las tarifas eléctricas aplicadas y sus disparidades territoriales.
- **Fiabilidad de la Infraestructura:** Evaluación de la fiabilidad histórica del suministro eléctrico (SAIDI/SAIFI).
- **Patrones de Consumo Energético:** Análisis espacialmente diferenciado del consumo residencial de electricidad y leña, distinguiendo entre las Zonas A y B del PPDA.

2.2 Actualización de la Situación Inicial de Emisiones por Leña: Factores de Emisión y Niveles de Actividad para Calefacción y Cocción

2.2.1 Contexto y Justificación Metodológica

La efectividad de cualquier sistema de compensación de emisiones depende directamente de la precisión y robustez de la situación inicial definida para el análisis. Esta definición de

situación inicial define la moneda de cambio del sistema, cuantificando el beneficio ambiental de cada intervención. Por ello, es imperativo establecer una metodología de cálculo que sea transparente y conservadora. Para este fin, el presente análisis se fundamenta en los datos más actualizados disponibles, provenientes del "Inventario de emisiones del sector residencial (2023)"¹¹ para la Región Metropolitana, tal como lo exigen las bases del estudio. La metodología adoptada se distingue por su enfoque conservador, asegurando que las reducciones de emisiones acreditadas representen un beneficio neto mínimo garantizado para la calidad del aire de la Región Metropolitana.

2.2.2 Análisis Detallado de Parámetros para Calefactores

Para cuantificar las emisiones evitadas por el recambio de calefactores a leña, se han definido parámetros estandarizados que reflejan un escenario de altas emisiones, en línea con el principio de conservadurismo.

- **Nivel de Actividad (NA):** Se adopta un Nivel de Actividad de **790 kg de leña por año** por artefacto. Este valor corresponde al consumo anual del artefacto tipo "Estufa Hechiza", el más alto registrado en el inventario para equipos de calefacción (excluyendo cocinas). La elección del valor máximo es una decisión estratégica. Al asumir que cada recambio sustituye el escenario de mayor consumo posible, se garantiza que la reducción de emisiones calculada sea una estimación mínima asegurada. Esta aproximación fortalece la integridad del mecanismo de compensación frente a posibles cuestionamientos y asegura un impacto ambiental positivo verificable.
- **Factor de Emisión (FE):** Para el material particulado fino (MP2.5), se adopta el factor de emisión correspondiente al artefacto tipo "Salamandra", cuyo valor es de **15,3 g/kg**. Este valor es también aplicable a las estufas hechizas. Esta decisión representa un refinamiento metodológico respecto a enfoques previos que utilizaban promedios, los cuales tienden a diluir el impacto de los equipos más contaminantes. Al anclar el cálculo en un factor de emisión elevado, se mantiene la coherencia con el enfoque conservador del Nivel de Actividad y se asegura que la definición de situación inicial refleje adecuadamente el segmento más problemático del parque de calefactores.

2.2.3 Diferenciación y Análisis Específico para Cocinas a Leña

Este estudio trata de forma diferenciada las cocinas a leña. Reconociendo que estos artefactos poseen un perfil de uso continuo a lo largo del año y factores de emisión distintos, se ha desarrollado una cuantificación específica para ellos.

- **Nivel de Actividad (NA):** Se establece un consumo unitario anual de **845 kg de leña** por año para las cocinas a leña, calculado a partir del consumo total y el número de equipos en la Región Metropolitana.
- **Factor de Emisión (FE):** Se utilizan los factores de emisión específicos para cocinas a leña reportados en el inventario, que son consistentemente más altos que los de los calefactores, con un FEMP2.5 de **17,3 g/kg**.

¹¹ INDATA. (2023). *Inventario de emisiones residenciales-Región Metropolitana*. Ministerio de Medio Ambiente.

Esta separación permite una cuantificación más precisa y representativa de las reducciones de emisiones, reconociendo el mayor impacto unitario de las cocinas y evitando la subestimación de los beneficios de su reemplazo.

2.2.4 Cálculo de Emisiones Equivalentes y Factores de Compensación

En cumplimiento con el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA), el cálculo de la reducción total debe considerar tanto el material particulado primario (MP2.5) como las emisiones de gases precursores (NOx, SOx, NH₃) que forman material particulado secundario. Utilizando los factores de equivalencia específicos para la cuenca de Santiago establecidos en el PPDA, se obtiene el total de emisiones en toneladas de MP2.5-equivalente (tMP2.5-eq/año) por cada artefacto reemplazado.

Los resultados de este análisis, detallados en la Tabla 1, establecen los factores de compensación definitivos y actualizados):

- Cada recambio de **calefactor a leña** reduce anualmente **0,01235 toneladas de MP2.5-eq**. En consecuencia, se requieren **81 recambios de calefactores** para compensar una tonelada de MP2.5-eq.
- Cada recambio de **cocina a leña** reduce anualmente **0,0132 toneladas de MP2.5-eq**. Por lo tanto, se requieren **76 recambios de cocinas** para compensar una tonelada de MP2.5-eq.

La estandarización de estas unidades de compensación es un activo estratégico fundamental. Al definir una normalización de emisiones a una tonelada, estandarizada y defendible, este análisis proporciona el pilar técnico para la viabilidad de mecanismos de financiamiento agregado como el "Banco de Compensación" propuesto en el Objetivo 2. Un mercado de compensaciones funcional requiere un producto claramente definido.

2.2.4.1 Ecuaciones Fundamentales de Cuantificación

A continuación se presentan las ecuaciones fundamentales utilizadas para cuantificar las emisiones evitadas por el recambio de artefactos y para calcular el número de recambios necesarios por tonelada de MP2.5-equivalente. Estas ecuaciones se aplican a la "situación inicial" definida en este estudio y sus parámetros están documentados y replicables en la planilla [MDB-03](#). Todas las variables se describen inmediatamente después de cada ecuación y las unidades están indicadas explícitamente.

$$E_{artefacto} \left[\frac{t \text{ MP}_{2.5} - eq}{año} \right] = \frac{NA}{10^6} * \left(FE_{MP2.5} + \sum_i FE_{precursor,i} * feq_i \right)$$

Ecuación 1: Ecuación de emisión anual por artefacto.

Definición de variables

- NA: Nivel de Actividad, consumo anual de leña por artefacto [kg/año].
- FE MP2.5: Factor de emisión de MP2.5 del artefacto [g/kg].
- FE precursor,i: Factor de emisión del precursor i (por ejemplo NOx, SOx, NH₃) [g/kg].
- feq_i: Factor de equivalencia del precursor i a MP2.5-eq [adimensional].

- Nota sobre unidades: FE en g/kg se convierte a t/kg mediante división por 10^6 en la fórmula.

$$N_{Recambios/t} = \frac{1}{E_{Artefactos}}$$

Ecuación 2: Ecuación de recambios necesarios por tonelada compensada.

Definición de variables

- N recambios/t: número de recambios de artefactos necesarios para compensar una tonelada de MP2.5-eq [recambios/t].
- E artefacto: emisión anual por artefacto según la ecuación anterior [tMP2.5-eq/año].

Tabla 1: Cálculo del Factor de Compensación Unitario para Artefactos Residenciales a Leña (2025).

Componente	Parámetro	Calefactor (Salamandra/Hechiza)	Cocina a Leña	Unidad
1. Nivel de Actividad	Consumo Anual de Leña	0,790	0,845	t/año
2. Emisiones Primarias	FEMP2.5	15,3	17,3	g/kg
	Emisión Anual MP2.5	0,012	0,015	t/año
	FENOX	1,3	1,4	g/kg
	Emisión Anual Nox	0,001	0,001	t/año
	FESOX	0,18	0,18	g/kg
	Emisión Anual Sox	$1,4 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$	t/año
	FENH3	1,1	1,1	g/kg
	Emisión Anual NH3	0,001	0,001	t/año
3. Conversión a MP2.5-eq ⁸	Emisión Directa MP2.5	0,012	0,0129	t MP2.5-eq/año
	Emisión Eq. de Nox	$1,2 \times 10^{-4}$	$1,4 \times 10^{-4}$	t MP2.5-eq/año
	Emisión Eq. de Sox	5×10^{-5}	5×10^{-5}	t MP2.5-eq/año
	Emisión Eq. de NH3	1×10^{-4}	$1,1 \times 10^{-4}$	t MP2.5-eq/año
4. Total Emisiones	Total Anual por Artefacto	0,01235	0,0132	t MP2.5-eq/año
5. Factor de Compensación	Recambios por Tonelada	81	76	recambios/t MP2.5-eq

Fuente: Elaboración propia en base al *Inventario de emisiones residenciales-Región Metropolitana 2023*.¹². Cálculos reproducibles en [MDB-03 Hoja “Cálculo_Artefacto”](#) (Ver [CAA-06](#))

¹² [CAA-06](#), detalle de Factores de Emisión y Nivel de Actividad utilizados para el análisis.

Para garantizar la consistencia y transparencia en todo el informe, se ha consolidado una tabla que unifica los parámetros de cálculo para los dos escenarios regulatorios principales que rigen la compensación de emisiones.

Tabla 2: Parámetros de Compensación por Escenario Regulatorio.

Parámetro	Escenario 1: Guía 2019 ¹³	Escenario 2: Inventario 2023 (Actualizado)
Fuente de Datos	Guía de Alternativas de Compensación (2019)	Inventario de Emisiones Residencial (2023)
Emisión por Calefactor (t MP2.5eq/año)	0,022	0,0124
Emisión por Cocina (t MP2.5eq/año)	NA	0,0132
Recambios por 1 ton MP2.5eq (Solo Calefactores)	46	81
Recambios por 1 ton MP2.5eq (Solo Cocinas)	NA	76
Recambios por 1 ton MP2.5eq (Calefactor + Cocina)	NA	40

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios analizados en el año 2019 y 2023.

A lo largo de este informe, salvo que se indique lo contrario, todos los cálculos y análisis se basarán en el Escenario 2 (Inventario 2023), por representar la información más reciente y específica para la Región Metropolitana.

2.2.5 Justificación Metodológica del Cambio en Factores de Emisión y Niveles de Actividad (Guía 2019 vs Inventario 2023)

La actualización de los factores de emisión y niveles de actividad entre la Guía 2019 y el Inventario 2023 no representa únicamente una mejora en la precisión de los datos, sino un cambio fundamental en la metodología de cálculo empleada. Es crucial comprender estas diferencias para interpretar correctamente la aparente discrepancia en el número de recambios requeridos por tonelada compensada.

Diferencias Metodológicas Principales:

- Unidades de Medición del Factor de Emisión:
 - Guía 2019: Utiliza g MP2.5/hora de uso del equipo
 - Factor de Emisión: 11,2 g MP2.5/h
 - Nivel de Actividad: 2.008 h/año de operación
 - Emisión anual = $11,2 \times 2.008 / 1.000.000 = 0,022 \text{ t MP2.5/año}$

¹³ La Guía 2019 utiliza una metodología basada en horas de uso del equipo (g/h) y NO incluye emisiones de precursores (NOx, SOx, NH3) en el cálculo de MP2.5eq. El Inventario 2023 utiliza una metodología basada en consumo de leña (g/kg) e INCLUYE las emisiones de precursores convertidas a MP2.5eq mediante factores de equivalencia del PPDA. Por esta razón, el Escenario 2019 requiere menos recambios por tonelada (46 vs 81), ya que considera una emisión mayor por calefactor (0,022 vs 0,0124 t/año).

- Inventario 2023: Utiliza g MP2.5/kg de leña consumida
 - Factor de Emisión: 15,3 g MP2.5/kg leña (para Salamandra/Hechiza)
 - Nivel de Actividad: 790 kg leña/año consumidos
 - Emisión anual MP2.5 = $15,3 \times 790 / 1.000.000 = 0,01236$ t MP2.5/año
- Tratamiento de Emisiones de Precursores:
 - Guía 2019: NO incluye emisiones de gases precursores (NOx, SOx, NH3) en el cálculo de compensación. El valor de 0,022 t/año corresponde exclusivamente a emisiones directas de MP2.5.
 - Inventario 2023: SÍ incluye emisiones de gases precursores convertidas a MP2.5-equivalente mediante los factores de equivalencia establecidos en la Tabla IV-13 del PPDA (Art. 61 del DS N°31/2016). Esto aumenta la emisión total por artefacto de 0,012 t MP2.5 directo a 0,0124 t MP2.5eq.
- Tipo de Artefacto de Referencia:
 - Guía 2019: Establece como referencia un "Calefactor doble cámara grande", que representa un equipo de eficiencia media dentro del parque de calefactores de la época.
 - Inventario 2023: Adopta un enfoque conservador utilizando los parámetros del artefacto de mayores emisiones dentro del inventario actual (Salamandra/Estufa Hechiza), asegurando que cada recambio represente una reducción mínima garantizada.
- Implicancias para el Número de Recambios: La paradoja aparente de que el Escenario 2019 requiera MENOS recambios (46) que el Escenario 2023 (81) para compensar la misma tonelada, a pesar de usar datos "más antiguos", se explica por la diferencia en la emisión anual calculada por artefacto:
 - Guía 2019: 0,022 t/año → Requiere 46 recambios ($1 \text{ ton} / 0,022 = 45,45 \approx 46$)
 - Inventario 2023: 0,0124 t/año → Requiere 81 recambios ($1 \text{ ton} / 0,0124 = 80,6 \approx 81$)
 - El Inventario 2023 refleja una comprensión más refinada del impacto ambiental real, considerando:
 - La diversidad de tipos de artefactos en uso (seleccionando el de mayor impacto)
 - El efecto completo de las emisiones, incluyendo la formación de MP2.5 secundario
 - Patrones de consumo de leña actualizados basados en encuestas recientes

Validez de Ambos Escenarios: Ambos escenarios son regulatoriamente válidos y aceptados por la autoridad ambiental. La elección entre uno u otro por parte de un titular de proyecto responde a distintos criterios de decisión:

- Escenario 1 (Guía 2019): - Menor costo de inversión (menos beneficiarios) - Metodología más simple y directa - Basado en documento oficial de referencia del MMA - Adecuado para proyectos con limitaciones presupuestarias

- Escenario 2 (Inventario 2023): - Mayor robustez técnica (incluye precursores) - Refleja mejor el conocimiento científico actual - Enfoque más conservador (garantiza impacto mínimo) - Recomendado para proyectos de largo plazo y gran escala

Conclusión: La actualización metodológica no invalida el trabajo previo de la Guía 2019, sino que representa la evolución natural del conocimiento técnico conforme se dispone de mejor información empírica. Para efectos de este informe, se presentan ambos escenarios de manera transparente, permitiendo que los titulares de proyectos elijan el que mejor se ajuste a su estrategia de compensación, con pleno conocimiento de las diferencias metodológicas que fundamentan cada uno.

2.3 Análisis de la Estructura Tarifaria Eléctrica Residencial en la Región Metropolitana

En esta sección se presenta el análisis de las tarifas eléctricas residenciales en la Región Metropolitana de Santiago, considerando tanto el valor pagado por los hogares como la desagregación de los principales componentes tarifarios. Este análisis tiene como objetivo identificar posibles diferencias entre zonas geográficas (Zona A y Zona B definidas en el artículo 73 del PPDA)¹⁴, y evaluar la pertinencia de dichas tarifas en contextos de sustitución energética residencial (como el reemplazo de calefacción a leña por electricidad). El análisis utiliza PNP 2025-2 (CNE) para componente energía y 'Cuenta Tipo' (Energía Abierta, 2019) para el costo final de boleta; la cartografía está proyectada en UTM WGS84 Zone 19S y disponible en [CAA-08](#). Una limitación que se presenta para el análisis es que la Cuenta Tipo 2019 no incorpora descongelamientos posteriores.

2.3.1 Marco Regulatorio y Desglose de Componentes Tarifarios

La tarifa eléctrica final pagada por los clientes residenciales regulados en Chile, acogidos a la opción tarifaria BT-1, no es un valor monolítico. Corresponde a la suma de un conjunto de cargos regulados, cada uno de los cuales se origina en distintos segmentos de la cadena de suministro eléctrico y es determinado a través de procesos normativos específicos y periódicos. La comprensión de esta estructura es indispensable para identificar el origen de las disparidades territoriales en los precios. Los componentes principales se detallan en la Tabla 3 y se describen a continuación¹⁵.

Cargo por Energía y Potencia: Este es el componente más significativo de la cuenta y refleja el costo de la generación de electricidad. Su valor se establece semestralmente (en abril y octubre) a través del proceso de fijación de Precio de Nudo Promedio (PNP), mandatado por el Artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)¹⁶. Este proceso, liderado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), traspasa a los clientes

¹⁴ Ministerio del Medio Ambiente (MMA). (2017). *Decreto 31: Establece Plan de Prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago*.

¹⁵ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1212631>

¹⁶ Decreto con Fuerza de Ley N° 1, Fija normas de la Ley General de Servicios Eléctricos, 13 de septiembre de 1982 (Chile).

regulados los costos de los contratos de largo plazo suscritos por las empresas distribuidoras con las generadoras.

Valor Agregado de Distribución (VAD): Este cargo remunera los costos de inversión, operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución de media y baja tensión que lleva la electricidad hasta los hogares. Es determinado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, a partir de un estudio técnico de la CNE que modela una "empresa modelo eficiente". Dado que los costos de distribución por cliente son intrínsecamente más altos en zonas de menor densidad poblacional (requiriendo más kilómetros de red para servir a menos usuarios), el VAD es el principal responsable de las diferencias estructurales de precios entre comunas urbanas y rurales. Cabe destacar que el Decreto 5T/2024¹⁷ materializó el descongelamiento de este cargo para el cuadriénio 2020-2024, lo que ha introducido una volatilidad reciente en las tarifas finales.⁷

Cargo por Uso del Sistema de Transmisión: Este cargo cubre los costos de operación y mantenimiento de las redes de alta tensión que transportan la energía desde las centrales de generación hasta los puntos de interconexión con las redes de distribución. Su valor es fijado semestralmente por la CNE, conforme al Artículo 115° de la LGSE.

Cargo Fijo y Cargo por Servicio Público: El Cargo Fijo remunera los costos comerciales de la empresa distribuidora (lectura de medidores, facturación, atención al cliente). El Cargo por Servicio Público¹⁸, por su parte, financia los costos operativos de organismos del sistema como el Coordinador Eléctrico Nacional y el Panel de Expertos.

Tabla 3: Desglose de componentes de la Tarifa Eléctrica Residencial (BT-1)

Componente	Descripción	Instrumento Regulatorio	Frecuencia de Fijación	Entidad Responsable
Energía y Potencia	Costo de la generación de electricidad.	Decreto de Precio Nudo Promedio (PNP)	Semestral	Ministerio de Energía / CNE
Distribución	Costo de las redes de media y baja tensión.	Decreto de Valor Agregado de Distribución (VAD)	Cuadrienal	Ministerio de Energía / CNE
Transmisión	Costo de las redes de alta tensión.	Decreto de Transmisión	Semestral	Ministerio de Energía / CNE

¹⁷ Decreto N° 5 T, Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que se indican, 21 de abril de 2025 (Chile).

¹⁸ D.F.L. N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N°1 de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores.

Componente	Descripción	Instrumento Regulatorio	Frecuencia de Fijación	Entidad Responsable
Cargo Fijo	Costos comerciales de la empresa distribuidora.	Decreto de Valor Agregado de Distribución (VAD)	Cuadrienal	Ministerio de Energía / CNE
Servicio Público	Financiamiento de organismos del sistema eléctrico.	Resolución CNE	Anual	CNE

Fuente: Elaboración propia.

2.3.2 Análisis de la Brecha Tarifaria entre Zonas A y B

En cumplimiento del requerimiento de identificar posibles diferencias tarifarias entre las Zonas A y B del PPDA, se realizó un análisis cuantitativo¹⁹ utilizando las fuentes de información pública más actualizadas disponibles.

El análisis principal²⁰ se fundamenta en los datos del *Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional*²¹ correspondiente al segundo semestre de 2025 (Comisión Nacional de Energía [CNE], 2025).⁵ Este documento oficial proporciona el precio de la energía (\$/kWh) por comuna, que constituye el componente variable más relevante de la facturación final. La Figura 1 presenta un extracto de estos datos para las comunas de la Zona B, evidenciando una dispersión de valores que, si bien son definidos centralizadamente, varían territorialmente.

¹⁹ [CAA-07](#), en este archivo es posible revisar el código utilizado en Phyton para el análisis tarifario.

²⁰ [CAA-01 Tarifas comunas RM](#). Documento correspondiente al análisis tarifario.

²¹ [CAA-04](#), se presenta el resumen de la información correspondiente al informe.

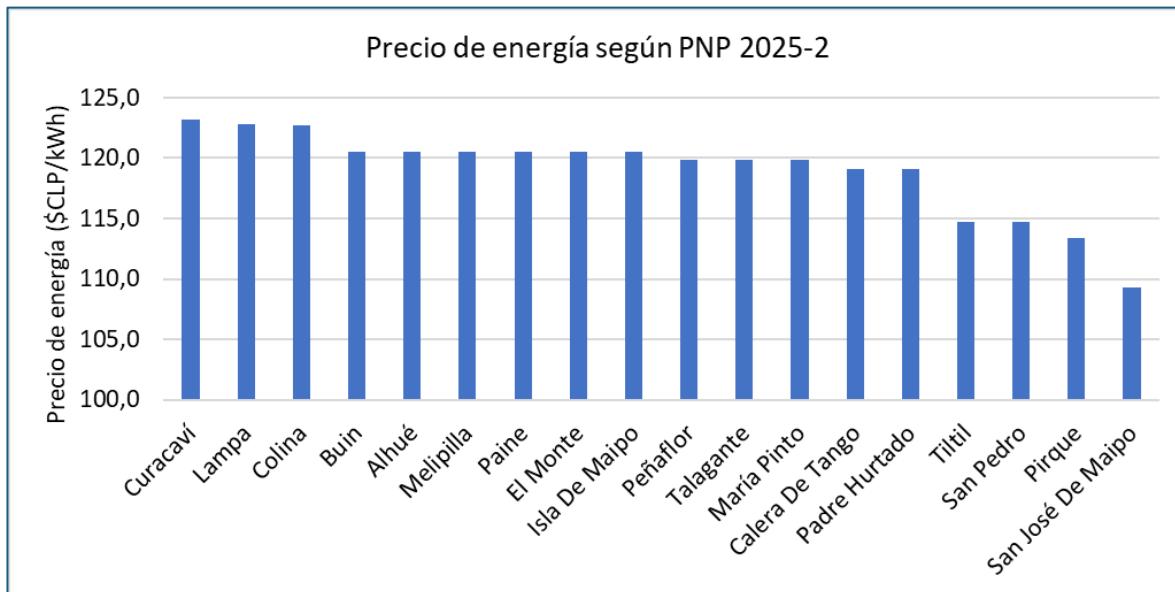


Figura 1²²: Precio de Energía según PNP 2025-2²³ en Comunas de la Zona B + Cuenta tipo 2019.

Para contextualizar el impacto en la cuenta final y visualizar la distribución espacial de los costos, se recurrió de manera complementaria a la base de datos de "Cuenta Tipo" del portal Energía Abierta, cuyo último año de publicación corresponde a 2019²⁴. Es imperativo señalar que estos datos son anteriores al período de congelamiento y posterior descongelamiento tarifario, por lo que no reflejan los precios actuales.⁷ No obstante, su valor metodológico reside en que permiten ilustrar el costo total de una boleta estandarizada (consumo de 180 kWh) y construir una representación cartográfica de la brecha territorial.

La Figura 2, georreferencia²⁵ el precio unitario (\$/kWh) derivado de la "Cuenta Tipo" 2019, confirmando visualmente una clara y sistemática diferencia de precios: las comunas de la Zona B (principalmente rurales y periurbanas) presentan costos de electricidad significativamente más elevados que las comunas de la Zona A (principalmente urbanas). El análisis de los datos de 2019 indica que, para un consumo de 180 kWh, el costo promedio en la Zona A era de aproximadamente 103.4 \$/kWh, mientras que en la Zona B superaba los 125 \$/kWh en algunas comunas.

²² Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Informe Técnico Definitivo PNP (CNE, 2025).

²³ Corresponde al segundo semestre del 2025.

²⁴ [CDB-03](#), detalle de cuenta tipo.

²⁵ [CAA-08](#), georreferenciación en formato KMZ.

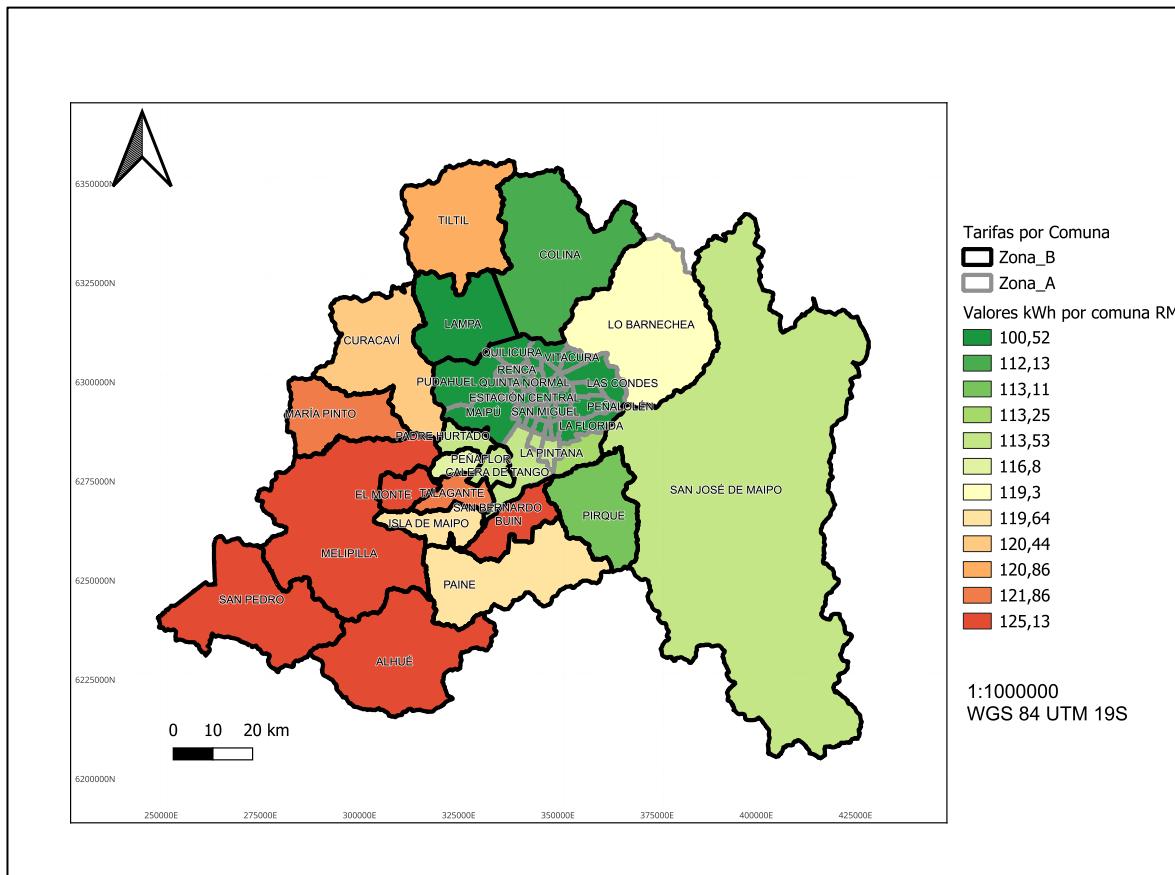


Figura 2²⁶: Mapa de precios promedios de las tarifas eléctricas por kWh en la Región Metropolitana (2019).
 Fuente: Elaboración propia a partir de datos de "Cuenta Tipo – Energía Abierta".²⁷

La convergencia de ambas fuentes de datos, aunque de distintos períodos, permite identificar una brecha tarifaria estructural entre las Zonas A y B. Esta brecha no es una anomalía de mercado, sino una consecuencia directa del diseño regulatorio. Como se explicó en la sección anterior, el componente VAD se calcula en base a los costos de una "empresa modelo eficiente", y dichos costos por cliente son estructuralmente superiores en zonas de menor densidad, donde se requiere mayor inversión en infraestructura de red para atender a un número menor de usuarios. Por lo tanto, el marco regulatorio actual internaliza y traspasa a tarifa los mayores costos de distribución en las zonas rurales y periurbanas, creando una desventaja económica sistemática para sus habitantes.

2.3.3 Impacto de la Electrificación en el Desarrollo a Largo Plazo

La caracterización de la estructura tarifaria revela una paradoja crítica para los objetivos del PPDA. Las comunas de la Zona B, que concentran la mayor parte del consumo residencial de leña y, por ende, son territorios prioritarios para las medidas de compensación, son

²⁶ El PDF de este mapa es posible de revisar en [CAA-03](#).

²⁷ Los valores utilizados para el desarrollo de la cartografía se presentan en el Anexo N°2 del presente informe.

precisamente las que enfrentan los costos más elevados de electricidad. Este sobrecosto actúa como un desincentivo económico para la sustitución de combustibles.

La "permanencia" de una reducción de emisiones, requisito legal fundamental de todo programa de compensación, depende de que los hogares beneficiarios adopten y mantengan en el tiempo el uso de tecnologías limpias. Si el costo operativo de la calefacción eléctrica es percibido como prohibitivo en comparación con la leña (especialmente si esta se obtiene por vías informales a bajo o nulo costo monetario), existe un riesgo material de que los hogares reviertan su comportamiento, manteniendo o reincorporando el uso de artefactos a leña. Esto anularía el beneficio ambiental y comprometería la validez regulatoria de la compensación. En consecuencia, cualquier programa de compensación que promueva la electrificación residencial en estos territorios debe, necesariamente, incorporar mecanismos que aborden y mitiguen esta barrera tarifaria. El diseño de las metodologías basadas en energía solar fotovoltaica, que se detallan en apartados posteriores de este informe, responde directamente a este desafío, al proponer soluciones que no solo sustituyen la fuente de emisión, sino que también reducen el costo neto de la energía para las familias beneficiarias, asegurando así la sostenibilidad económica y la permanencia del cambio conductual.

2.4 Fiabilidad del Suministro Eléctrico

La transición desde el análisis de la viabilidad económica hacia la factibilidad técnica de la electrificación introduce un segundo factor crítico: la calidad y continuidad del suministro eléctrico. La eficacia de reemplazar un sistema de calefacción autónomo y robusto como una estufa a leña por uno dependiente de la red, como un calefactor eléctrico, está intrínsecamente ligada a la fiabilidad de dicha red. Este apartado enmarca la calidad del suministro no como un asunto de conveniencia, sino como un requisito fundamental para garantizar la "permanencia" de la reducción de emisiones, un mandato legal ineludible bajo el marco del PPDA.

2.4.1 Indicadores de Calidad de Suministro y Metodología de Análisis

La calidad del suministro eléctrico en Chile es monitoreada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) a través de indicadores estandarizados a nivel internacional. Para el propósito de este estudio, los más relevantes son el SAIDI (System Average Interruption Duration Index), que representa el tiempo promedio mensual de interrupción por cliente, expresado en minutos. Complementariamente, se incluye el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), el cual mide la frecuencia de interrupciones por cliente, sin considerar su duración.

Las expresiones utilizadas para ambos indicadores son las siguientes (Ecuación 3 y Ecuación 4):

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i^N Client_{fsi_i}}{Client_{inst_j}}$$

Ecuación 3: Frecuencia media de interrupción por cliente (SAIFI).

$$SAIDI_j = \frac{\sum_i^N Client_{fsi_i} \cdot t_{i,c}}{Client_{inst_j}}$$

Ecuación 4: Tiempo medio de interrupción por cliente (SAIDI).

Donde $Client_{inst_j}$ corresponde al número total de clientes instalados en la comuna j ; $Client_{fsi_i}$ representa el número de clientes afectados por la falla del sistema i ; $t_{i,c}$ es la duración de la interrupción en minutos para los clientes i afectados; y N corresponde al número total de eventos de interrupción registrados en el período de análisis.

Estos indicadores permiten evaluar la confiabilidad del suministro eléctrico a nivel comunal, siendo relevantes para dimensionar la viabilidad técnica de medidas de electrificación (por ejemplo, reemplazo de calefacción a leña por estufas eléctricas), especialmente en zonas donde se requiere suministro continuo durante los meses de invierno.

Para este análisis se utilizó la base de datos entregada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que contiene información mensual del desempeño del suministro eléctrico en la Región Metropolitana (RM) entre enero de 2019 y junio de 2025 (CDB-04)²⁸. Los datos fueron desagregados por comuna²⁹, causa de la falla (interna, externa, fuerza mayor) y clasificados según las Zonas A y B del PPDA. Para la evaluación del riesgo, se priorizó el indicador SAIDI, ya que la duración de un corte de suministro durante los meses de invierno es un factor mucho más determinante en la decisión de un hogar de recurrir a una fuente de calefacción alternativa (como la leña) que la simple frecuencia de interrupciones breves.

2.4.2 Análisis Histórico de Interrupciones de Suministro (2019-2025)

El análisis de los datos históricos revela disparidades significativas en la calidad del suministro eléctrico a lo largo de la Región Metropolitana.

Al comparar el desempeño agregado de las Zonas A y B (Figura 3), se observa la duración acumulada de estas (SAIDI) es sistemáticamente mayor en la Zona B. Esto indica que, aunque los cortes no son necesariamente más frecuentes, sí son considerablemente más prolongados en las comunas rurales y periurbanas. El año 2024 destaca por un alza anómala y pronunciada del SAIDI en ambas zonas, atribuida a eventos climáticos severos que expusieron deficiencias en el mantenimiento de la red y la capacidad de respuesta de las empresas distribuidoras, siendo la "causa interna" (fallas imputables a la concesionaria) el principal contribuyente.

²⁸ [CDB-04](#) SAIDI y SAIFI provisto por SEC mediante solicitud por Ley de Transparencia.

²⁹ [CAA-02](#), se presentan los datos desagregados utilizados para el análisis.

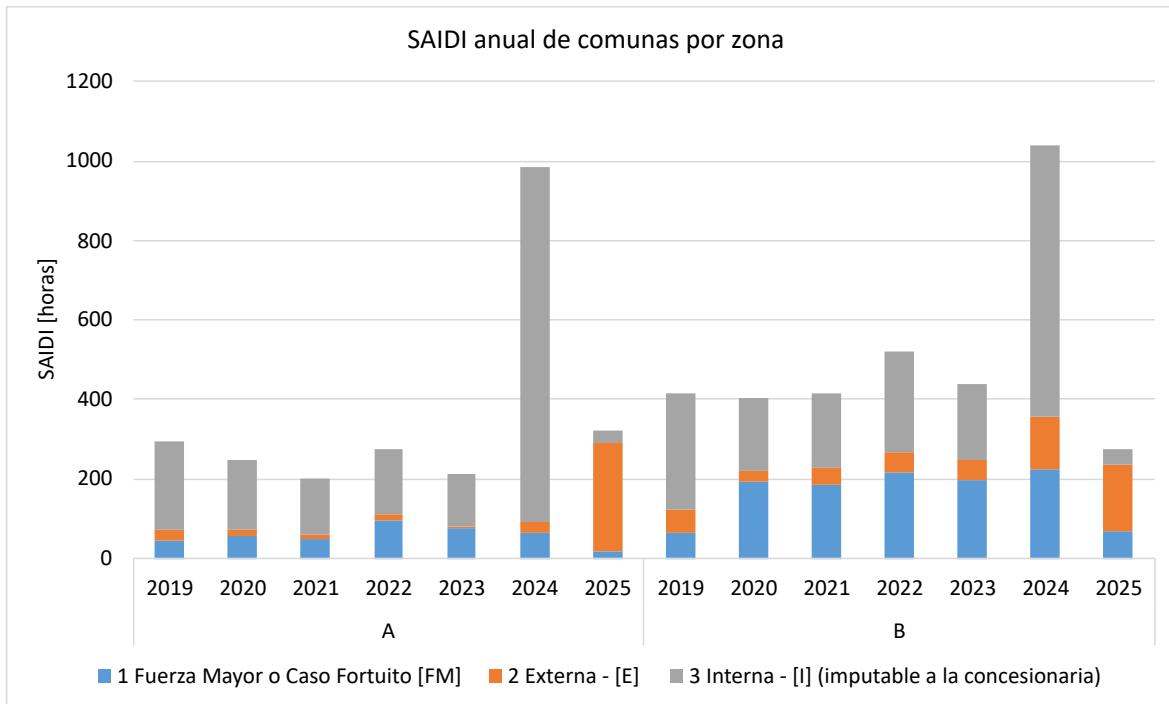


Figura 3: SAIDI total anual por zona de la Región Metropolitana. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SEC (2025 hasta el mes de junio)

Un análisis más detallado a nivel comunal dentro de la Zona B permite identificar los territorios con mayor vulnerabilidad. La Tabla 4 resume los datos de SAIDI acumulado para el período 2019-2025, presentando dos métricas clave: el total acumulado y el acumulado excluyendo el año anómalo 2024. Esta distinción permite diferenciar entre comunas con problemas estructurales crónicos de fiabilidad y aquellas cuyo perfil de riesgo se vio agravado por eventos puntuales de alto impacto.

Comunas como Padre Hurtado, Isla de Maipo y Talagante exhiben altos valores de SAIDI acumulado incluso sin considerar 2024, lo que sugiere una debilidad estructural sostenida en sus redes de distribución. En contraste, comunas como Colina y Tiltil escalan significativamente en el ranking cuando se incluye 2024, lo que indica una mayor vulnerabilidad a eventos extremos. El análisis específico para los meses de otoño e invierno confirma que esta vulnerabilidad se manifiesta con especial intensidad durante la temporada de alta demanda de calefacción.

Tabla 4: Resumen de Indicadores SAIDI Acumulado (horas) para Comunas de la Zona B (2019-2025).

Comuna	SAIDI Acumulado Total (2019-2025)	SAIDI Acumulado (sin 2024)	SAIDI Acumulado Otoño-Invierno (sin 2024)
Padre Hurtado	115.8	68.3	45.1
Isla de Maipo	109.5	65.2	43.8

Talagante	105.1	62.7	47.2
Curacaví	102.4	60.1	46.5
Colina	135.2	58.9	38.9
Tiltil	128.7	55.4	35.7
Alhué	95.6	54.8	42.1
María Pinto	93.3	53.5	41.8
San Pedro	89.9	51.2	39.5
Paine	85.1	49.8	33.2
El Monte	82.4	48.1	32.5
Calera de Tango	79.8	46.9	31.1
Melipilla	75.3	43.7	29.8
Lampa	110.6	42.1	28.4
Buin	70.2	40.5	27.6
Peñaflor	68.9	39.8	26.9

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la SEC (2025)³⁰

2.4.3 Evaluación del Riesgo de Interrupción para la Permanencia de las Medidas

La evidencia de una baja fiabilidad del suministro en comunas clave de la Zona B trasciende la mera caracterización técnica y se convierte en un riesgo material para la integridad legal y ambiental de los programas de compensación. El requisito de "permanencia" del PPDA implica que la reducción de emisiones debe ser efectiva y continua a lo largo de toda la vida útil del proyecto que se compensa.

Se debe considerar el comportamiento racional de un hogar en una comuna con alto SAIDI durante un evento de interrupción prolongado en invierno. Una familia que ha reemplazado su estufa a leña por un sistema de calefacción eléctrica no permanecerá sin calefacción durante horas o días. La respuesta previsible es mantener el artefacto a leña original como sistema de respaldo o adquirir uno nuevo para tal fin. El uso de este sistema de respaldo durante los cortes de energía eléctrica genera emisiones de material particulado que no estaban contempladas, negando directamente la reducción de emisiones que el programa de compensación acredita. Por lo tanto, la reducción de emisiones deja de ser "permanente" para volverse intermitente y dependiente de la estabilidad de la red. Esta intermitencia constituye

³⁰ Nota: Datos en horas. El período 2025 considera datos hasta abril. Las comunas están ordenadas por la columna "SAIDI Acumulado (sin 2024)" para destacar problemas estructurales.

un incumplimiento de facto de uno de los pilares fundamentales de la normativa de compensación. Un programa de compensación basado en la electrificación simple, implementado en un territorio con un suministro eléctrico deficiente, es inherentemente frágil y vulnerable a ser invalidado desde una perspectiva regulatoria.

Esta conclusión es de suma importancia estratégica. Para que la electrificación sea una medida de compensación efectiva en comunas con alta vulnerabilidad de suministro, debe ir acompañada de soluciones que fortalezcan la resiliencia energética a nivel local. Esto establece una justificación técnica y regulatoria directa para el desarrollo de las metodologías de compensación basadas en sistemas fotovoltaicos, tanto a escala residencial como comunitaria, ya que estas tecnologías desplazan el consumo de la red, sino que también pueden ofrecer un grado de autonomía energética al disminuir la demanda local de la red, reduciendo su dependencia exclusiva y mitigando el riesgo de que los hogares recurran a la leña durante los cortes de suministro y asegurando así la permanencia real del beneficio ambiental.

2.5 Análisis Comparativo del Consumo Energético y Costos Operativos Residenciales: Leña vs. Electricidad

Esta sección presenta una estimación del consumo energético anual y los costos operativos asociados para una vivienda representativa en la Región Metropolitana, diferenciando entre sistemas de calefacción y cocción que utilizan electricidad y leña. El objetivo es cuantificar³¹ la brecha de costos entre ambas fuentes de energía bajo un conjunto de supuestos técnicos estandarizados.

2.5.1 Metodología Diferenciada para Calefacción y Cocción

Para asegurar un análisis riguroso, se aplicaron metodologías distintas para los usos de calefacción y cocción, dado sus diferentes perfiles de demanda.

2.5.1.1 Metodología para Calefacción:

La cuantificación de la demanda energética para calefacción se basa en el sistema de Calificación Energética de Viviendas (CEV). La metodología se estructura de la siguiente manera:

- **Vivienda de Referencia:** Se establece como ancla una vivienda de referencia Clase E, con una demanda de acondicionamiento térmico (calefacción y enfriamiento) de **130 kWh/m²-año**.
- **Vivienda Objetivo:** Para el análisis, se modela una vivienda de **Clase F-G**, representativa de construcciones con menor acondicionamiento térmico (anteriores a la regulación de 2007). Se aplica un factor de consumo 35% superior al de la referencia, resultando en una demanda de **175,5 kWh/m²-año**.³²

³¹ [CAA-05](#), memoria de cálculo de cuantificación de brechas de costos.

³² “Contenidos Técnicos de la Calificación Energética de Viviendas”. Ministerio de Vivienda y Urbanismo. Enlace; <https://www.calificacionenergetica.cl/media/Calificacion-Energetica-de-Viviendas.pdf>

- **Parámetros de la Vivienda:** Se asume una superficie representativa de **65 m²**.³³ Se estima que el **65%** de la demanda total de acondicionamiento en la Región Metropolitana corresponde a calefacción.²³
- **Cálculo de Demanda Térmica:** Con los parámetros anteriores, la demanda térmica anual neta para calefacción de la vivienda objetivo es de **7.414,9 kWh/año**.
- **Consumo Eléctrico:** Se asume el uso de una bomba de calor eléctrica eficiente con un Coeficiente de Desempeño Estacional (SCOP) de **3**³⁴, lo que significa que por cada kWh eléctrico consumido, se entregan 3 kWh de calor.
- **Consumo de Leña:** Se utiliza un Poder Calorífico Inferior (PCI) de **4,2 kWh/kg** para la leña seca. La eficiencia de los artefactos se diferencia según su tipo: estufa de doble cámara ($\approx 70\%$), salamandra/hechiza ($\approx 50\%$) y chimenea abierta ($\approx 30\%$).³⁵

2.5.1.2 *Metodología para Cocción:*

Dado que la CEV no proporciona datos de demanda para cocción, esta se estima de forma independiente:

- **Cocción Eléctrica:** Se estima un consumo a partir del uso de un equipo de **1,5 kW** de potencia durante un promedio de **90 minutos diarios** a lo largo del año.
- **Cocina a Leña:** Se utiliza el nivel de actividad determinado en la sección 2.2 de este informe, que corresponde a **845 kg de leña por año**.

Supuestos de Costos:

- **Electricidad:** Se estima un valor medio de **220 CLP/kWh** (IVA incluido), derivado del análisis tarifario de la sección 2.3.
- **Leña:** Se utiliza como referencia el valor comercial de la leña seca, fijado en **636 CLP/kg**.³⁶

2.5.2 El Costo Anual de la Calefacción y la Cocción

Aplicando la metodología descrita, se obtienen los consumos energéticos y costos operativos anuales para cada tecnología y uso final. Los resultados se consolidan en la Tabla 5.

³³ “¿Qué tan pequeña puede ser una vivienda en Chile y el mundo?”. (2024). El diario inmobiliario. Enlace: <https://eldiarioinmobiliario.cl/noticias/nacional/que-tan-pequena-puede-ser-una-vivienda-en-chile-y-el-mundo/>

³⁴ “Funcionamiento y ventajas de una bomba de calor aerotérmica”. Ministerio de Energía. Enlace: https://autoconsumo.minenergia.cl/?page_id=3290

³⁵ “Anexo Guía – Eficiencia Energética en el Hogar y la Comunidad”. Agencia de Sostenibilidad Energética. Enlace: <https://www.munifrutillar.cl/wp-content/uploads/2019/09/anexo-leña.pdf>

³⁶ Leña seca de Eucalipto. \$14.000 x 22 kg. Enlace: <https://xn--leaseca-5za.cl/le%C3%B1a-de-eucaliptus-comprar-hoy-santiago.html#producto-astillas>

Tabla 5: Consumo y características de sistemas de calefacción y cocción según fuente de energía.

Métrica	Uso energético	Artefacto eléctrico	Unidad	Artefacto a leña	Unidad	Notas/supuestos
Consumo energético por vivienda	Calefacción	2.472	kWh/año	790	kg leña/año	Vivienda clase F-G (130 kWh/año \times 1,35), 65 m ² ; calefacción: 65%; Bomba de calor SCOP=3; leña PCI 4,2 kWh/kg y $\eta \approx 70\%$. Para salamandra/hechiza ≈ 3.531 kg/año; chimenea abierta ≈ 5.885 kg/año.
	Cocción	821	kWh/año	845	kg leña/año	Cocina eléctrica: 1,5kW x 90 min x 365 días. Cocina a leña según Objetivo 1.1.
Costo anual por vivienda	Calefacción	543.840	CLP/año	502.699	CLP/año	Electricidad: 220 CLP/kWh.
	Cocción	180.620	CLP/año	537.420	CLP/año	Leña 636 CLP/kg.

Fuente: Elaboración propia.

En síntesis, al trasladar la referencia CEV a una vivienda F–G de 65 m² y separar la fracción de calefacción (65%), el consumo eléctrico anual para calefacción con bomba de calor (SCOP=3) se sitúa en el entorno de 2,5 MWh/año. La comparación con leña pone de manifiesto la relevancia de la eficiencia del artefacto: una estufa doble cámara requiere del orden de 2,5 toneladas/año, mientras que una salamandra o una chimenea abierta aumentan de manera significativa la masa de combustible requerida para entregar el mismo servicio térmico.

Los costos derivados de la calefacción a leña en una vivienda de bajo acondicionamiento térmico son considerablemente mayores (~ 3 veces el costo utilizando artefactos eléctricos). Cabe destacar que esto corresponde al uso de leña seca, pudiéndose obtener costos menores mediante el uso de leña húmeda a menor precio, pero con mayor índice de contaminación y menor regulación de mercado.

3 Objetivo 2: Metodología de Compensación a través de Planta Fotovoltaica Comunitaria

Esta sección presenta la metodología completa para la implementación de una planta fotovoltaica (PFV) comunitaria como medida de compensación de emisiones de **Material Particulado Fino (MP 2.5)**, en el marco del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) para la Región Metropolitana. La metodología se ha diseñado para ser

técnica, económica y legalmente robusta, abordando no solo el diseño técnico-financiero, sino también el flujo de tramitación y reporte requerido por la autoridad ambiental para la aprobación de Programas de Compensación de Emisiones (PCE).

La presente metodología incorpora un análisis cuantitativo detallado, definición de parámetros técnicos estandarizados, cuantificación del potencial de reducción de emisiones bajo distintos escenarios regulatorios, especificación de los costos de compensación y el detalle tanto la arquitectura de gobernanza como el flujo de tramitación administrativa.

3.1 Análisis de Antecedentes Técnico-Económicos del Proyecto Piloto de Talagante

El desarrollo de esta metodología se fundamenta en el análisis de los antecedentes del **proyecto piloto de planta fotovoltaica comunitaria de 300 kWp en Talagante**³⁷, proporcionados por la contraparte técnica. Este proyecto, implementado por el Ministerio de Energía y la Agencia de Sostenibilidad Energética, sirve como un caso de referencia empírico para validar la viabilidad del modelo y establecer parámetros realistas en cuanto a costos y operación.

La planta, compuesta por 546 módulos, se estructura bajo la figura de "Equipamiento de Generación Conjunto" (EGC) de la Ley de Generación Distribuida, lo que le permite distribuir los beneficios económicos de la energía inyectada a la red entre **193 hogares** de la comuna. Esta estructura no solo demuestra la factibilidad técnica a una escala relevante, sino que también establece un precedente para generar un impacto comunitario tangible y directo.

El modelo de gestión de la planta de Talagante se basa en un traspaso de responsabilidades planificado para asegurar su sostenibilidad a largo plazo.

Fases de Responsabilidad:

- Fase 1 (Primer Año): La empresa que construyó la planta es responsable de la operación y el mantenimiento completos. Este período sirve para estabilizar el sistema y permite que la municipalidad se prepare para asumir la gestión.
- Fase 2 (A partir del Segundo Año): La municipalidad se convierte en la entidad responsable de la O&M a largo plazo. La transición ha demostrado ser un desafío, requiriendo un apoyo continuo para la transferencia de conocimientos y la entrega de documentos clave, como el manual de operaciones y un borrador de Términos de Referencia (TDR) para licitar los servicios.

La gestión municipal se estructura en tres áreas funcionales distintas para una mayor eficiencia:

- O&M Técnica y Contingencia: Incluye el mantenimiento preventivo y la respuesta a emergencias operativas. La recomendación es externalizar este pilar a una empresa especializada.
- Supervisión Administrativa: Se centra en el seguimiento de la facturación para asegurar que los beneficiarios reciban los descuentos correctos en sus boletas.

³⁷ Los antecedentes del proyecto piloto se encuentran en [MDB-03_Calculo planta_comunitaria y residencial; Hoja Detalle_Costos_FVcomunitaria](#).

- Gestión de Beneficiarios: Administra las altas y bajas de usuarios, un proceso complejo que requiere coordinación legal y con la distribuidora eléctrica. Este ha sido el pilar donde el municipio ha necesitado más apoyo externo.

La viabilidad del proyecto depende de una estructura financiera clara y de mecanismos de gobernanza que mitiguen los riesgos a largo plazo.

Arquitectura Financiera (OPEX)

- Se ha estimado un costo operacional (OPEX) anual de entre 204 y 240 UF para cubrir el mantenimiento y las contingencias operativas básicas, según cotizaciones iniciales. Para dar respuesta a la observación sobre su equivalencia en términos de generación, es fundamental notar cómo el proyecto piloto de Talagante estructuró su financiamiento: el modelo asignó un **12,95%** de la generación total de energía (específicamente 51.800 kWh de los 400.000 kWh anuales generados) a una cuenta municipal. Esta asignación, valorizada en aproximadamente \$6.6 millones anuales, fue diseñada para crear un fondo de 'ahorros para O&M destinado a cubrir estos costos operativos.
- Este presupuesto está diseñado para condiciones normales de funcionamiento. Existe una incertidumbre significativa sobre si cubre eventos de mayor impacto, como robos a gran escala o fallas de equipos mayores fuera de garantía, lo que representa un riesgo financiero para el municipio.

Gobernanza y Mitigación de Riesgos

- La principal salvaguarda del proyecto es un Acuerdo del Concejo Municipal. Este instrumento legal compromete a la municipalidad por un período de 20 años en dos aspectos cruciales:
 1. Destinar el terreno exclusivamente para el uso de la planta.
 2. Garantizar el financiamiento de la operación y el mantenimiento durante dicho período.

Este acuerdo funciona como un blindaje contra el riesgo político derivado de cambios en la administración municipal. Otros riesgos identificados son la capacidad administrativa del municipio para internalizar sus funciones y la complejidad de la movilización social para involucrar a los beneficiarios.

Como conclusión del análisis del Proyecto de Talagante en cuanto a su funcionamiento es posible señalar que el modelo es un referente valioso, cuyas fortalezas y debilidades ofrecen lecciones claras para futuros proyectos.

- **Fortalezas:** Su estructura de traspaso gradual, la división de la gestión en tres pilares y las robustas salvaguardias legales.
- **Debilidades:** Un modelo financiero que no cubre riesgos de alto impacto y una fuerte dependencia de la capacidad municipal y del apoyo de un facilitador externo.

Para una replicación exitosa, se recomienda:

- **Formalizar el traspaso de responsabilidades** como un programa de capacitación activa para el municipio durante el primer año.

- **Adoptar un modelo financiero integral** que incluya seguros contra todo riesgo y un fondo de reserva para futuras reinversiones.
- **Presupuestar explícitamente el rol de “facilitador”** para gestionar los complejos aspectos sociales, legales y administrativos.
- **Establecer un compromiso legal vinculante** del municipio como un requisito indispensable antes de comenzar la inversión.

A continuación se utilizan los datos de costos de este proyecto piloto se utilizan como la base comparativa para definir los Gastos de Capital (CAPEX) y Gastos de Operación (OPEX) de un modelo de compensación estandarizado, así como para derivar un costo unitario por tonelada de MP2.5 equivalente compensada.

3.1.1 Identificación de Costos, Potenciales y Barreras

3.1.1.1 Costos de Implementación (Iniciales y de Operación/Mantenimiento)

El análisis detallado de la inversión del piloto de Talagante proporciona una base de costos validada empíricamente, la cual es fundamental para estructurar un modelo de compensación financieramente predecible y escalable. A partir de esta referencia, se ha modelado una “unidad de compensación estándar” diseñada para compensar exactamente una tonelada de MP2.5eq al año mediante el desplazamiento de calefactores a leña, lo que requiere beneficiar a 81 hogares según los factores de emisión definidos en el Objetivo 1 de este informe. La Tabla 6 presenta una comparación directa entre los parámetros del proyecto de referencia de Talagante y el modelo estandarizado, desglosando los componentes de inversión y derivando los indicadores clave para la evaluación de proyectos futuros.

Tabla 6: Parámetros de Referencia Técnicos y Económicos del Proyecto Piloto de Talagante.

Parámetro	Proyecto de Referencia (Piloto Talagante)	Modelo Estandarizado (para 1 ton MP2.5eq)	Unidad
Capacidad Instalada	300	135	kWp
Generación Anual Estimada	~400,000	~202,079	kWh
Hogares Beneficiarios	193	81	Hogares
CAPEX Planta FV	CLP 266.472.296	CLP 141.860.904	CLP
CAPEX Conexión a Red (MT)	CLP 94.809.782	CLP 86.779.650	CLP
OPEX Inicial y RR.HH.	CLP 45.274.634	CLP 19.001.271	CLP
Inversión Total (CAPEX + OPEX Inicial)	CLP 406.556.712	CLP 247.641.825	CLP
OPEX Anual (Mantenimiento)	12,95% de la generación (Mecanismo de financiación)	3,55% del CAPEX FV (Se considera desde el piloto)	%
Costo por kWp Instalado	CLP 1,355,189	CLP 1,834,384	CLP/kWp
Ahorro Anual por Hogar	> CLP 200,000	~CLP 169,647	CLP/año

Costo Estandarizado de Compensación	N/A	CLP 247.641.825	CLP/ton MP2.5eq
-------------------------------------	-----	-----------------	--------------------

Fuente: *Elaboración propia a partir de información entregada por Municipalidad de Talagante y del modelo de cálculo. Los costos del modelo estandarizado se derivan de la planilla de cálculo [MDB-03](#) para el escenario de 81 beneficiarios y 135 kWp.*

Del análisis comparativo se desprenden las siguientes conclusiones clave:

- Economías de Escala:** El costo por kilowatt-peak instalado (CLP/kWp) es significativamente menor en el proyecto de mayor escala de Talagante (CLP 1.36 millones/kWp) en comparación con el modelo estandarizado de 135 kWp (CLP 1.83 millones/kWp). Esto demuestra la existencia de economías de escala en la adquisición de equipos y servicios de construcción, lo que sugiere que proyectos de compensación de mayor envergadura podrían ser más costo-eficientes.
- Costo Unitario de Compensación:** El modelo estandarizado permite establecer una métrica fundamental para el mercado de compensaciones: el costo para compensar una tonelada de MP2.5eq a través de esta metodología es de aproximadamente **CLP 247.6 millones**. Este valor representa el costo de inversión total que un titular de proyecto debe financiar para cumplir con su obligación de compensar una tonelada de este contaminante.
- Componente de Conexión a Red:** El costo de la línea de transmisión y la conexión a la red de media tensión (MT) representa una fracción sustancial de la inversión total, alcanzando un **23%** en el piloto de Talagante y un **35%** en el modelo estandarizado. Esta alta incidencia confirma que la interconexión es una barrera y un riesgo financiero primordial que debe ser gestionado cuidadosamente en la planificación de cualquier proyecto.
- Diferenciación de Modelos de O&M:** Es crucial notar la diferencia conceptual en el O&M. El "Proyecto de Referencia" (Talagante) utiliza un **mecanismo de financiación** donde el **12,95% de la energía generada (kWh)** se asigna a un fondo municipal para cubrir el O&M. En contraste, el "Modelo Estandarizado" utiliza un **benchmark de costo** industrial, estimando el OPEX anual como el **3,55% de la inversión (CAPEX) de la planta FV**. El primero es una asignación de ingresos diseñada para la resiliencia de un piloto, mientras que el segundo es una provisión de costos optimizada para la replicabilidad del modelo.

3.1.1.2 Potenciales de Generación y Consumo Energético

Para asegurar la replicabilidad y estandarización de la metodología, es fundamental definir valores de referencia para la generación fotovoltaica y el consumo eléctrico desplazado, justificando su representatividad a lo largo de la Región Metropolitana.

Potencial de Generación: Con base en un análisis de los datos de generación por comuna obtenidos de la plataforma "Explorador Solar" del Ministerio de Energía, se establece un valor estándar de generación para la Región Metropolitana. El promedio de generación anual para un sistema de 1 kWp, considerando todas las comunas listadas, es de aproximadamente 1,499 kWh. La varianza en el potencial de generación a lo largo de la región es mínima (inferior a $\pm 4\%$ respecto a la media), lo que indica una notable homogeneidad del recurso solar. Esta característica valida el uso de un valor estandarizado de generación de 1,499

kWh/kWp-año como un parámetro robusto y representativo para modelar proyectos en cualquier comuna de la región, simplificando significativamente la evaluación y aprobación regulatoria.

Consumo Energético Desplazado: El objetivo de la medida es desplazar el consumo de leña para calefacción y/o cocción. Citando los resultados presentados en la Tabla 4 de este informe, se definen los siguientes valores estándar de consumo eléctrico a satisfacer por la planta fotovoltaica:

- **Consumo para calefacción: 2,472 kWh/año por vivienda.**
- **Consumo para cocción: 821 kWh/año por vivienda.**

Estos valores asumen la sustitución de artefactos a leña por equipos eléctricos de alta eficiencia, como una bomba de calor con un Coeficiente de Desempeño Estacional (SCOP) de 3 para calefacción. Esta suposición es crítica para la sostenibilidad del modelo, ya que el uso de tecnologías menos eficientes triplicaría el consumo eléctrico, erosionando el beneficio económico para el hogar y creando un incentivo para volver al uso de leña, lo que anularía la permanencia de la reducción de emisiones.

3.1.1.3 Identificación de Barreras Regulatorias

La articulación entre los actores del sistema enfrenta barreras críticas que el modelo de gobernanza debe resolver:

- **Barrera Legal Municipal:** La principal barrera es el **Artículo 11³⁸ de la Ley N° 18.695, Orgánica Constitucional de Municipalidades**, que restringe severamente a estas entidades de desarrollar actividades empresariales, como recibir fondos de privados a cambio de un servicio de compensación. Esto hace inviables los modelos donde el municipio es el propietario o gestor directo del activo.
- **Barreras de Infraestructura y Conexión:** El proceso de interconexión con las redes de las empresas distribuidoras presenta demoras recurrentes y falta de transparencia en los costos. El costo de conexión en Talagante representó un 23% del CAPEX total del proyecto (CLP 94.8 millones de un total de CLP 406.6 millones), evidenciando que es un riesgo técnico-financiero primordial.
- **Falta de Coordinación Intersectorial:** La articulación entre el Ministerio del Medio Ambiente, el Ministerio de Energía, la SEC y los Municipios puede ser compleja sin un protocolo claro de coordinación.

3.2 Cuantificación del Potencial de Reducción de Emisiones

Esta sección establece un marco cuantitativo para determinar el potencial de reducción de emisiones de la medida, definiendo un escenario base y aplicando dos conjuntos de factores de emisión para reflejar tanto la normativa vigente como los datos disponibles más recientes que corresponden a los datos del inventario 2023.

³⁸ Ministerio del Interior. (2006). *Decreto con Fuerza de Ley N° 1, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 18.695, Orgánica Constitucional de Municipalidades*. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=251614>.

3.2.1 Definición del Escenario Base

El escenario base para la cuantificación se construye utilizando los valores estándar de generación y consumo definidos en la sección anterior. Este enfoque permite estandarizar el cálculo y asegurar su replicabilidad. Adicionalmente, se introduce un factor de ajuste técnico para garantizar que el cálculo sea conservador:

- Valores de Referencia: Se utilizan los valores de 1,499 kWh/kWp-año para generación y los consumos de 2,472 kWh/año (calefacción) y 821 kWh/año (cocción) por vivienda beneficiaria.
- Energía para Operación y Mantenimiento (O&M): Para establecer un costo de O&M anualizado y replicable, es crucial diferenciar los costos del piloto de Talagante. El piloto utilizó un *mecanismo de financiación* donde el **12,95% de la energía generada (kWh)** se asigna a un fondo municipal para cubrir el O&M. Sin embargo, el costo *empírico* de O&M de dicho piloto fue de **3,55%** sobre el CAPEX de la planta FV (CLP 9.46M / CLP 266.4M). Si bien un benchmark estándar de la industria para un activo maduro podría ser menor (en torno al 1,5%), se ha optado por utilizar el ratio empírico del **3,55%** para el Modelo A (Estandarizado) en este informe, dado que representa un costo real y verificado en un contexto chileno.

3.2.2 Análisis de Reducción Bajo Escenarios de Factores de Emisión

Para cuantificar el potencial de reducción de emisiones, se evalúan dos escenarios basados en diferentes fuentes de factores de emisión, tal como fue solicitado:

- a) Escenario 1: Factores de Emisión de la Guía de Compensación (2019). Este escenario utiliza los factores de emisión establecidos en la "Guía de Alternativas de Compensación de Emisiones para Fuentes de Combustión" del año 2019. Bajo estos parámetros (basados en g/h de uso y sin incluir precursores, como se detalla en la sección 2.2.4), la emisión anual por calefactor se estima en 0,022 t/año. Por lo tanto, se necesitan **46 recambios** de calefactores para compensar una tonelada de MP2.5eq.
- b) Escenario 2: Factores de Emisión del Inventario Residencial Actualizado. Este escenario se basa en los datos del "Inventario de emisiones del sector residencial (2023)", que representa la información científica más reciente y específica para la Región Metropolitana. Estos factores de emisión actualizados son más altos, reflejando un mejor entendimiento del impacto real de la combustión de leña. Como resultado, cada intervención genera una menor reducción de emisiones, y se requieren más beneficiarios para lograr el mismo objetivo ambiental. Específicamente, se necesitan 81 recambios de calefactores para compensar una tonelada de MP2.5eq.

3.2.2.1 Resultados del Potencial de Reducción

Los resultados de la cuantificación para ambos escenarios se presentan en la Tabla 7. Esta tabla consolida el número de beneficiarios requeridos para compensar una tonelada de MP2.5eq al año y la reducción específica de emisiones por kilowatt-peak instalado, proporcionando métricas clave para la evaluación y dimensionamiento de proyectos.

Tabla 7: Potencial de Reducción de Emisiones y Beneficiarios por Tonelada de MP2.5eq Compensada.

Métrica	Escenario 1 (Guía 2019) ³⁹	Escenario 2 (Inventario 2023)	Unidad
Emisión Evitada por Calefactor	0.022	0.0124	t MP2.5eq/año
Beneficiarios por Tonelada (Calefacción)	46	81	Hogares
Emisión Evitada por Cocina	NA	0,0132	tMP2.5eq/año
Beneficiarios por Tonelada (Cocción)	NA	76	Hogares
Potencia FV Requerida por Tonelada (Calefacción)	77	135	kWp
Reducción Específica (Calefacción)	0,013	0,0074	t/kWp instalado

Fuente: Elaboración propia.

3.3 Desarrollo de un Modelo de “Banco de Compensación”

Para superar las barreras identificadas y permitir el financiamiento conjunto de la medida por parte de varios titulares, se ha desarrollado un modelo de **“Banco de Compensación”**, **estructurado mediante un Fondo de Inversión Privado (FIP)**⁴⁰. Esta arquitectura no presenta un modelo de un solo privado, sino un flujo operativo secuencial que integra a múltiples actores con roles y perfiles de riesgo distintos. El corazón del modelo es el FIP, regulado por la Ley N° 20.712, que actúa como el vehículo legal y operativo central.

La elección de un FIP no es una preferencia financiera, sino una **necesidad jurídica ineludible**. Un FIP es un patrimonio legalmente independiente de sus aportantes y gestores, y esta característica es la innovación clave que resuelve la barrera del **Artículo 11 de la Ley N° 18.695**, permitiendo al municipio participar como socio estratégico sin contravenir la ley. Además, aísla el proyecto de los ciclos políticos, garantizando la **“permanencia”** de la medida, un requisito legal indispensable del PPDA.

3.3.1 Justificación de la Arquitectura de Gobernanza Recomendada: El Modelo FIP

Para definir la estructura óptima, se evaluaron tres posibles escenarios de gobernanza. El análisis concluye que el **Escenario 2 (Gestión Especializada mediante FIP)** es la única solución viable y robusta. Los otros escenarios se presentan como contra ejemplos que ilustran barreras críticas que el modelo FIP resuelve eficazmente:

³⁹ La Guía 2019 no incluye análisis específico para recambio de cocinas a leña.

⁴⁰ Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. (2014). Ley 20.720 Sustituye el régimen concursal vigente por una Ley de Reorganización y Liquidación de Empresas y Personas, y perfecciona el rol de la Superintendencia del ramo. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1057895&idParte=9396935>

- **Escenario 1: Gestión Municipal Directa:** En este modelo, los fondos de compensación son transferidos directamente al municipio, que asume la responsabilidad total del ciclo del proyecto. Si bien maximiza la conexión con la comunidad, este escenario es inviable por su alto riesgo legal (Ley N° 18.695), su exposición a ciclos políticos y una probable falta de capacidad técnica especializada.
- **Escenario 2: Gestión Especializada (Modelo Recomendado):** Este modelo se basa en la especialización de roles. Los fondos de los titulares se canalizan al "Banco de Compensación" (el FIP), que es administrado por un gestor profesional con experiencia probada en proyectos energéticos, como la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE). El municipio participa como socio estratégico, aportando su conocimiento del territorio. Este es el modelo más robusto, ya que combina pericia técnica, estabilidad a largo plazo y viabilidad legal.
- **Escenario 3: Venta Municipal de Compensaciones a Futuro:** Un modelo donde el municipio financia y construye la planta para luego vender los créditos de reducción de emisiones. Este escenario es el de más alto riesgo, ya que enfrenta barreras significativas de acceso al capital inicial, asume todo el riesgo de mercado y tropieza con las mismas barreras legales que el Escenario 1.

La siguiente tabla resume el análisis comparativo y justifica la elección del modelo FIP como la arquitectura recomendada.

Tabla 8: Análisis comparativo de escenarios.

Criterio de Evaluación	Escenario 1: Municipal-Led	Escenario 2: Especialista-Led (FIP) - Modelo Recomendado	Escenario 3: Market-Based	Justificación de la Recomendación
Viabilidad Legal	Baja (Riesgo Ley N° 18.695)	Alta (Estructura de derecho privado)	Baja (Riesgo Ley N° 18.695)	El FIP es la única estructura que supera la restricción legal, siendo plenamente viable.
Pericia Técnica	Baja a Media	Alta (Gestor profesional)	Baja a Media	Asegura una gestión experta en proyectos energéticos, maximizando el rendimiento del activo.
Riesgo Financiero	Medio (Riesgo de ejecución)	Bajo (Capital asegurado por titulares)	Muy Alto (Riesgo de capital y de mercado)	Mitiga el riesgo para el municipio y asegura el financiamiento a través de un vehículo especializado.
Riesgo Político	Alto (Dependencia de ciclos políticos)	Bajo (Aislado en FIP)	Alto (Inversión sujeta a prioridades)	La estructura del FIP garantiza la continuidad del proyecto más allá de los cambios de administración.
Escalabilidad	Baja (Limitado a capacidad municipal)	Alta (Modelo replicable)	Baja (Limitado por	El modelo está diseñado para ser estandarizado y

			capacidad de deuda)	replicado, permitiendo un programa a escala regional.
--	--	--	---------------------	---

Fuente: *Elaboración propia.*

La conclusión de este análisis es contundente: el Escenario 2 emerge como la arquitectura más equilibrada, eficiente y con las mayores probabilidades de éxito. El modelo de FIP gestionado por un especialista reduce los riesgos para todos los actores involucrados y es la base para transformar la medida en un programa estandarizado y replicable.

3.3.2 Análisis de Costos y Rol del Municipio en el Modelo de Gobernanza

3.3.2.1 Costos de Compensación por Tonelada Compensada

El costo de implementación de la medida es un factor determinante para su viabilidad en el mercado de compensaciones. A continuación, se informan los costos de construcción (CAPEX) y de operación y mantenimiento (O&M) necesarios para compensar una tonelada de MP2.5eq por año, considerando los dos escenarios de factores de emisión.

El análisis de costos demuestra que el Escenario 1 (basado en la Guía 2019) es la alternativa de menor costo, requiriendo un CAPEX Total de CLP 141.3M para compensar 1 tonelada. El Escenario 2 (basado en el Inventario 2023) requiere un CAPEX mayor, de CLP 247.6M.

Esta diferencia se explica fundamentalmente por los distintos parámetros metodológicos definidos en cada instrumento: la Guía 2019 establece una emisión de \$0,022 t/año por calefactor, requiriendo **46 recambios** (y, por ende, una planta de ~77 kWp). En contraste, el Inventario 2023 utiliza una emisión de 0,0124 t/año, requiriendo **81 recambios** (y una planta de 135 kWp) para lograr la misma tonelada de compensación.

Para establecer un costo de O&M anualizado y replicable, es crucial diferenciar los costos del piloto de Talagante. El ítem 'Gastos operaciones y RRHH' (11,0% del CAPEX total) corresponde a un costo inicial de estructuración del proyecto (costo blando), no a un costo operativo anual. El financiamiento operativo anual real del piloto proviene del 12,95% de la energía generada (\$6.6M/año). El valor de OPEX Anualizado utilizado en este informe (\$9.46M) se alinea con esta cifra y representa un **3.55%** del CAPEX específico de la planta FV (\$266.4M). Este factor del 3.55% es el utilizado para los cálculos económicos del Modelo A.

Tabla 9:Costos de Inversión y Operación para la Compensación de 1 t/año de MP2.5eq.

Componente de Costo	Escenario 1 (Guía 2019)	Escenario 2 (Inventario 2023)
PARÁMETROS BASE		
Metodología de Cálculo	FE: 11,2 g/h × NA: 2.008 h/año	FE: 15,3 g/kg × NA: 790 kg/año
Emisión por Calefactor	0,022 tMP2.5eq/año	0,0124 tMP2.5eq/año
Incluye Precursores	NO	SÍ (NOx, SOx, NH3)

BENEFICIARIOS Y POTENCIA		
Beneficiarios Requeridos	46 hogares	81 hogares
Consumo Calefacción por Hogar	2.472 kWh/año	2.472 kWh/año
Consumo Total Anual	113.712 kWh/año	200.232 kWh/año
Generación FV Estándar RM	1.499 kWh/kWp-año	1.499 kWh/kWp-año
Factor de Uso (reserva 1,5%)	0,985	0,985
Potencia FV Requerida	~77 kWp	135 kWp
COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)		
Costo Unitario Sistema FV	CLP 1.834.384/kWp	CLP 1.834.384/kWp
CAPEX Total del Proyecto ⁴¹	CLP 186.694.178	CLP 247.641.825
COSTOS OPERACIONALES (OPEX)		
Vida Útil del Proyecto	20 años	20 años
OPEX Anualizado (3,55%CAPEX FV)	CLP 2.872.421 /año	CLP 5.036.062/año
COSTO TOTAL POR TONELADA COMPENSADA		
CAPEX Anualizado	CLP 12.314.598/año	CLP 21.590.543/año
Costo Total por Tonelada	CLP 186.694.178	CLP 247.641.825
INDICADORES DE EFICIENCIA		
Costo por Beneficiario	CLP 4.058.569/hogar	CLP 3.057.306/hogar
Costo por kWp Instalado	CLP 1.834.384/kWp	CLP 1.834.384/kWp
Reducción Específica	0,013 t/kWp	0,0074 t/kWp
Ratio de Costo (vs Escenario 2)	67,9%	100% (base)

Fuente: Elaboración propia. Los costos para el Escenario 1 son una extrapolación lineal basada en la mayor potencia requerida.

3.3.2.2 Rol del Municipio en la Arquitectura de Gobernanza

Para que el modelo sea funcional y supere las barreras legales, es imperativo especificar con claridad el rol que desempeñará el Municipio. Lejos de ser un mero espectador, el Municipio actúa como un socio estratégico y ancla territorial indispensable, cumpliendo funciones clave que no contravienen la Ley N° 18.695. A continuación, se detalla su participación en tres áreas críticas:

- Encargado de la operación y mantención de la planta: El Municipio podrá asumir o no la responsabilidad técnica directa de la operación y mantenimiento (O&M). Dicha función podrá recaer en una empresa especializada contratada por el gestor del FIP (ej. ASE) o por el Municipio. Sin perjuicio de lo anterior, el rol del Municipio es el de un facilitador estratégico y supervisor local. Específicamente, podrá: ceder terrenos de propiedad municipal en comodato para la instalación de la planta, colaborar en la seguridad perimetral de las instalaciones y actuar como un primer punto de contacto para la comunidad ante problemas no técnicos, canalizando las

⁴¹ Este valor considera la línea de transmisión y OPEX inicial y RR.HH.

inquietudes⁴² hacia el gestor del FIP. Además, puede convertirse en una acción implementada para aquellas comunas que cuentan con Estrategia Energética Local.

- Gestión o selección de los beneficiarios del sistema: Esta es una responsabilidad compartida donde el Municipio juega un rol protagónico. Mientras que el gestor del FIP y la SEREMI del Medio Ambiente definen los criterios de elegibilidad, conforme a lo solicitado por la autoridad, el único requisito para ser beneficiario es que en los hogares no existan sistemas de combustión a leña (calefactores y cocinas). El Municipio es el actor principal en la implementación en terreno. Sus funciones específicas incluyen: difundir el programa a través de sus canales de comunicación, administrar el proceso de postulación a través de sus oficinas sociales (ej. Dirección de Desarrollo Comunitario - DIDEKO), y realizar una preselección de postulantes que cumplan con este requisito, verificando la información a través de sus registros. Esta lista de candidatos elegibles es luego presentada al gestor del FIP (ASE) para la selección final y la formalización del beneficio.
- Fiscalización del cumplimiento de condiciones por parte de los beneficiarios: Se debe distinguir entre la fiscalización ambiental formal y la verificación administrativa del cumplimiento. La fiscalización de las obligaciones contenidas en un PCE es una potestad exclusiva de la SEREMI de Medio Ambiente. Sin embargo, el Municipio asume un rol crucial de verificación administrativa continua, que es la base para asegurar la **permanencia** de la medida. Este rol se operativiza al condicionar la entrega del beneficio (descuento en la cuenta de luz) al cumplimiento del compromiso de no usar leña. **La función de esta verificación es únicamente evidenciar que los beneficiarios no han vuelto a la leña**, constatando el retiro efectivo del artefacto a leña y la ausencia de acopio o uso de combustibles sólidos para calefacción o cocción. Esta labor de verificación en terreno, consistente en visitas periódicas, podrá ser ejecutada **directamente por los equipos sociales o ambientales del Municipio o subcontratada** por este a una entidad externa. Cualquier incumplimiento detectado será documentado y reportado formalmente al **gestor del FIP**, quien, según lo estipulado en el convenio con el beneficiario, tendrá la **potestad de instruir** la notificación, suspensión o revocación definitiva del beneficio. Una vez que el Gestor instruye la revocación, **es el Municipio quien debe gestionar operativamente la baja de dicho beneficio con la distribuidora de energía**. Para asegurar la permanencia de la compensación, se debe **considerar que luego que se retira ese beneficio, este debe ser otorgado a otro hogar** (de una lista de espera) que cumpla

⁴² Estas "inquietudes no técnicas" se refieren a consultas como: "No recibí el descuento en mi boleta este mes", "¿Cómo puedo postular a un cupo de beneficiario?" o "¿Mi vecino cumple los requisitos para inscribirse?". El Municipio canaliza estas consultas al gestor del FIP para su resolución. Cualquier reporte *técnico* (ej. "vi un panel dañado" o "la planta parece estar desconectada") debe ser derivado directamente al gestor del FIP.

con el no uso de leña. **Se aclara que este nuevo beneficiario no corresponde a una nueva compensación**, sino a una sustitución que mantiene la integridad del abatimiento comprometido. Este mecanismo crea un sistema de cumplimiento robusto, de bajo costo y socialmente legitimado.

3.3.3 Flujo Operativo del Modelo

El modelo opera en dos fases financieras distintas y secuenciales. Primero, una fase de desarrollo y construcción, financiada por un inversor de riesgo inicial ("Privado que asume el riesgo inicial") que aporta el capital para materializar el proyecto. Este mecanismo se estructura como un "financiamiento puente" análogo a otros programas de fomento gestionados por la ASE. Este ingreso no constituye una donación ni la compra de la compensación, sino un capital de riesgo esencial que cubre el desarrollo y construcción del activo. La ASE, como gestor-articulador del FIP, canaliza este capital para licitar y construir la planta.

Segundo, una fase de operación y cumplimiento a largo plazo, donde los "Titulares condicionados a compensar" realizan la "Compra compensación" a través del FIP. Este flujo de ingresos es el que remunera al inversor inicial por el riesgo asumido y que proviene de un porcentaje del costo de operación y administración del proyecto fotovoltaico que debe ser consensuado entre las partes, a su vez, sostiene la operación y mantenimiento del activo durante toda su vida útil, asegurando la sostenibilidad del sistema.

El flujo secuencial alinea los incentivos de todos los actores:

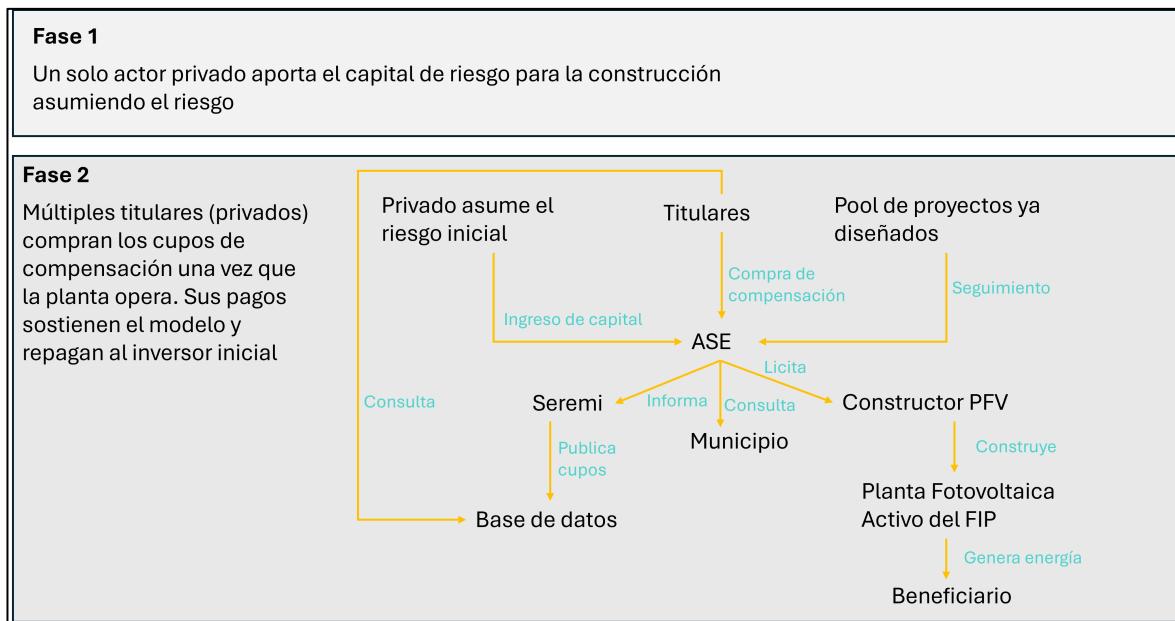
1. Fase de Preparación: La ASE selecciona un proyecto de su "Pool de proyectos" y consulta con el Municipio por disponibilidad de terrenos y beneficiarios potenciales, este pool de proyectos proviene de políticas públicas del ministerio de Energía que busca implementar plantas comunitarias.
2. Fase de Financiamiento Inicial: Un "Privado que asume el riesgo inicial" aporta el "financiamiento puente" al FIP gestionado por la ASE, permitiendo el inicio de la licitación y construcción.
3. Fase de Construcción: La ASE convoca un proceso de licitación pública, tras el cual un constructor especializado en plantas fotovoltaicas se adjudica el contrato y ejecuta la construcción de la instalación.
4. Fase de Operación y Beneficios: La PFV genera energía, y el Municipio colabora en la supervisión del beneficio a la comunidad, que se materializa como un descuento

en su cuenta eléctrica. El gestor del FIP es el responsable de la operación y mantenimiento. El Municipio, por su parte, fiscaliza el cumplimiento de las condiciones por parte de los beneficiarios. En aquellos municipios donde no sea posible implementar estas responsabilidades, se considerarán mecanismos alternativos que serán consensuados con la ASE.

5. Fase de Creación de la Oferta de Compensación: La ASE informa la disponibilidad de compensación a la SEREMI MA RMS, que publica los cupos en la "Base de datos".
6. Fase de Cumplimiento del Titular: El "Titular" consulta la base de datos y compromete las compensaciones mediante el Plan de Compensación de emisiones, posteriormente se realiza la compra de compensaciones al FIP.
7. Fase de Verificación: El Titular presenta sus informes de cumplimiento a la SEREMI MA RMS, La información base para estos informes (la verificación de la reducción de emisiones) es provista por el Gestor (ASE) en un formato estandarizado, tal como se detalla en la siguiente sección.

Para una mejor comprensión del flujo, este se esquematiza en la Figura 4.

Figura 4: Flujo del Modelo del Banco de Compensación.



Fuente: Elaboración propia.

3.4 Etapas de Tramitación del Programa de Compensación y Metodología de Seguimiento (MRV)

3.4.1 Flujo de Tramitación de Programas de Compensación de Emisiones (PCE) e Informes de Cumplimiento (IC)

El proceso administrativo para la aprobación y seguimiento de un PCE que utilice esta medida sigue una estructura secuencial y formal, diseñada para garantizar la trazabilidad, legalidad y efectividad de la compensación. Las etapas son las siguientes 4:

1. Elaboración y Presentación del PCE: El Titular del proyecto que origina la obligación de compensar debe elaborar el PCE. Este documento debe hacer referencia explícita a la presente metodología y adjuntar como medio de verificación un convenio o carta de compromiso con el gestor del "Banco de Compensación" (ej. ASE, actuando como gestor del FIP).
2. Revisión de Admisibilidad y Análisis Técnico: La SEREMI realiza una revisión de admisibilidad para verificar que el PCE contenga toda la información requerida por la normativa. Posteriormente, un profesional revisor designado evalúa la solidez técnica de la propuesta, verificando que la cuantificación de emisiones a compensar y la medida de compensación propuesta se ajusten a los criterios del PPDA y a esta metodología.

3. Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones o Ampliaciones (si aplica): Si durante la revisión se identifican omisiones o inconsistencias, la SEREMI **notificará formalmente las observaciones** al Titular, quien deberá responder en los plazos establecidos para subsanar los puntos indicados.
4. Resolución Exenta de Aprobación del PCE: Una vez que el PCE cumple con todos los requisitos técnicos y formales, la SEREMI del Medio Ambiente emite una Resolución Exenta que lo aprueba. A partir de este momento, el PCE se convierte en un compromiso legalmente vinculante y fiscalizable por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). El proyecto que origina la compensación solo puede iniciar su operación una vez que el PCE esté aprobado.
5. Implementación de la Medida y Verificación: El gestor del FIP ejecuta la construcción de la planta y la asignación de beneficios. Anualmente, el gestor es responsable de ejecutar la metodología de seguimiento y verificación (MRV) para cuantificar las toneladas efectivamente compensadas.
6. Elaboración y Presentación del Informe de Cumplimiento (IC): Conforme a lo señalado en el documento "Etapas para la implementación de una medida de compensación", **el Informe de Cumplimiento (IC) debe ser presentado por el Titular** en dos partes, con contenidos específicos:
 - **Contenidos Mínimos del IC (a definir en el PCE):**
 - Contrato de traspaso de cupos entre el Titular y el privado que asume el riesgo inicial.
 - Encuesta de satisfacción a beneficiarios (a entregar al año de implementación).
 - Cronograma detallado de implementación de la compensación (en meses).
 - **Presentación (Primera Parte del IC):** Debe ser presentado por el Titular dentro de los **primeros dos meses** de aprobado el PCE, e incluir los contenidos comprometidos en el mismo.
 - **Presentación (Segunda Parte del IC):** Debe ser presentado por el Titular **luego de un año** de concretarse el traspaso de cupos, e incluir la encuesta de satisfacción a beneficiarios.

3.4.2 Diseño de Metodología de Seguimiento, Reporte y Verificación (MRV)

Se ha diseñado una metodología de seguimiento para garantizar la "permanencia" del beneficio ambiental, un requisito legal indispensable del PPDA. Los contenidos mínimos de esta metodología fueron consensuados con la contraparte técnica para asegurar su pertinencia y factibilidad de implementación. Esta metodología define claramente la división de responsabilidades entre el Gestor del FIP y el Titular del PCE para facilitar la tramitación y fiscalización por parte de la autoridad.

3.4.2.1 *Indicadores Clave de Desempeño (KPIs)*

El seguimiento se basa en la medición de la cadena causal completa del proyecto, a través de tres dimensiones:

- Técnicos: Energía Generada (kWh) y Ratio de Rendimiento (%).
- Socioeconómicos: Energía Acreditada y Ahorro Verificado por Hogar (kWh y CLP).
- Ambientales: Consumo de Leña Desplazado (kg/año) y Reducción de Emisiones Acreditada (t MP2.5-eq).

3.4.2.2 *Responsabilidades de Reporte y Flujo de Tramitación*

El proceso de reporte se estructura en entregables claves, alineados con el flujo de tramitación del PCE, distinguiendo claramente las responsabilidades del Gestor y del Titular:

- **Compromiso de Compensación (Entregable Hito 0):** Para la aprobación inicial de la medida, el anexo fundamental que el Titular adjunta al PCE que presenta a la SEREMI es una "**promesa de venta de compensación**" o convenio con el Gestor del FIP. Este documento establece el compromiso del Gestor de proveer las compensaciones requeridas, **si y solo si, el PCE es aprobado** por la autoridad. (Un "Informe de Puesta en Marcha", que valida la instalación y línea base, es un hito posterior que el Gestor elabora al iniciar el proyecto, pero no es el requisito para la presentación inicial del PCE).
- **Informes de Cumplimiento Periódicos (Gestión Interna):** El Gestor del FIP emitirá informes periódicos (ej. trimestrales) sobre el estado de los KPIs técnicos y socioeconómicos. Estos informes son un mecanismo de control interno y de reporte del Gestor hacia los Titulares que financian el FIP, pero no se entregan rutinariamente a la SEREMI, salvo que esta los requiera en un proceso de fiscalización. La información entregada en este informe deberá ser registrados en la [Herramienta de Registro Seguimiento PCE](#).
- **Informe Anual de Verificación de Emisiones (Entregable de Cierre de Ciclo):** Al final de cada año de operación, el Gestor del FIP consolidará los datos de los KPIs técnicos (energía generada neta) y los KPIs ambientales. Este informe **debe incluir explícitamente los resultados de la fiscalización (verificación de no uso de leña)** y **la actualización del padrón de beneficiarios, en particular detallando a aquellos a quienes se les ha retirado el beneficio** por incumplimiento y los nuevos beneficiarios asignados. Con esta información, emite el "Informe Anual de Verificación", que cuantifica formalmente las toneladas de MP2.5eq compensadas y acreditadas por el proyecto. Este es el documento oficial que el Gestor entrega al Titular del PCE. El Titular, a su vez, utiliza este informe como el principal medio de verificación para elaborar y presentar su "Informe de Cumplimiento del Plan de Compensación de Emisiones" ante la **SEREMI**, demostrando así el cumplimiento anual de su obligación.

4 Objetivo Específico 3: Desarrollo de Metodología de Compensación a Través de Instalación de Paneles Fotovoltaicos en Viviendas

Esta sección presenta la metodología completa para la implementación de una medida de compensación de emisiones basada en la instalación de sistemas fotovoltaicos (SFVR) en viviendas individuales. Este modelo distribuido se presenta como una alternativa flexible y de alto impacto social, que permite abordar las emisiones difusas del sector residencial de manera directa.

La metodología se ha desarrollado considerando el marco de la Ley de Generación Distribuida (Net-Billing), la experiencia de programas públicos como "Casa Solar".

A diferencia del modelo comunitario, esta alternativa distribuida requiere una arquitectura de gobernanza y un modelo de reporte (MRV) agregado para ser administrativamente viable. Esta sección desarrolla dicha arquitectura, transformando un conjunto de puntos de reducción difusos en una medida de compensación centralizada y verificable para la autoridad.

4.1 Definición del Sistema de Referencia y Análisis de Ciclo de Vida

El primer paso para construir una metodología robusta es estandarizar la unidad de intervención. Esto implica definir los parámetros técnicos y económicos de un sistema fotovoltaico residencial de referencia y, de manera crucial, abordar proactivamente el principal riesgo regulatorio que afecta a esta alternativa: la "permanencia" del beneficio ambiental a largo plazo.

4.1.1 Parámetros Técnicos del SFVR Estándar

Con base en el análisis de costos del programa "Casa Solar" del Ministerio de Energía y el balance energético requerido para el desplazamiento efectivo de los consumos de leña en una vivienda de referencia, se define un sistema fotovoltaico estándar de 3 kWp de potencia instalada por hogar.

El potencial de generación de este sistema se estandariza utilizando datos de la plataforma oficial "Explorador Solar". El análisis de este recurso para la Región Metropolitana revela una notable homogeneidad, con una varianza inferior al +4% respecto a la media regional. Esta característica valida el uso de un valor de generación estandarizado de 1,499 kWh/kWp-año como un parámetro robusto y representativo. En consecuencia, el sistema de referencia de 3 kWp generará, en promedio, 4,497 kWh anuales.

4.1.2 Análisis de Costos de Implementación (CAPEX)

Con base en una investigación de mercado y utilizando como referencia los valores base publicados por el Ministerio de Energía para sistemas fotovoltaicos⁴³, se ha establecido una estructura de costos de inversión inicial (CAPEX) representativa para el sistema estándar. El costo total por vivienda, que incluye ingeniería, módulos fotovoltaicos, inversor, estructuras, mano de obra y la declaración del sistema ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), asciende a CLP \$2.917.158. Esto se traduce en un costo unitario por potencia instalada de CLP \$972.386/kWp, valor que se encuentra alineado con los rangos identificados en las fuentes oficiales del sector.

4.1.3 Análisis de Ciclo de Vida y el Requisito de "Permanencia"

El Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) exige que la reducción de emisiones lograda a través de una medida de compensación sea "permanente", es decir, que su efecto se mantenga durante toda la vida útil del proyecto cuyas emisiones se están compensando. Este requisito legal obliga a adoptar una perspectiva de ciclo de vida en el análisis de la medida.

El principal riesgo para la sostenibilidad a largo plazo de los SFVR reside en la disparidad de vida útil de sus componentes clave. Mientras que los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil de diseño de 20 a 25 años, los inversores, al ser componentes electrónicos activos, tienen una duración estimada significativamente menor, de entre 10 y 15 años. Esta "brecha de reemplazo del inversor" constituye un riesgo material para la integridad de la compensación. Si un inversor falla en el año 12 de operación y no existen los fondos para su reemplazo, el sistema cesa su generación de energía. Como consecuencia directa, el hogar beneficiario pierde el incentivo económico para utilizar electricidad en lugar de leña, lo que probablemente resultaría en una reversión del comportamiento y el retorno al uso de combustibles sólidos. En ese momento, la reducción de emisiones se detendría, invalidando la medida y constituyendo un incumplimiento del requisito de permanencia.

En cumplimiento del requisito metodológico de 'permanencia', el CAPEX del Modelo B debe incluir el costo de este reemplazo obligatorio. Para los 40 sistemas, se estima un costo de reemplazo (equipo e instalación) de CLP 700.000 por unidad. Esto requiere un **'Fondo de Provisión de Ciclo de Vida'** de **CLP 28.000.000** (40 * 700k). Por lo tanto, el CAPEX total y válido para el Modelo B es de **CLP 144.686.000** (CLP 116.7M base + CLP 28M de provisión).

Un modelo de compensación que solo financie la instalación inicial es, por diseño, legalmente deficiente, ya que no puede garantizar el beneficio ambiental a lo largo del tiempo. Para subsanar esta deficiencia fundamental, la presente metodología establece un principio vinculante: para que un proyecto de compensación bajo esta modalidad sea considerado regulatoriamente válido, el presupuesto de inversión inicial (CAPEX) debe obligatoriamente aprovisionar los fondos necesarios para cubrir el costo de, al menos, un reemplazo de inversor durante la vida útil del programa. Esta internalización del costo de

⁴³ Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. (2020). *Factsheet Techos Solares Públicos FV*. Recuperado de https://www.minenergia.cl/archivos_bajar/2020/02/Factsheet_IP_FV_Final.pdf

ciclo de vida no es una recomendación operativa, sino un requisito metodológico esencial que asegura la integridad del mecanismo y mitiga el riesgo para la autoridad ambiental.

4.2 Cuantificación de la Unidad de Compensación

Para que esta medida sea funcional dentro del Sistema de Compensación de Emisiones, es imperativo definir con precisión su "moneda de cambio": el número de instalaciones residenciales necesarias para compensar una tonelada de material particulado fino equivalente (MP 2.5eq).

4.2.1 Balance Energético y Desplazamiento de Combustible

El propósito de la medida es sustituir el consumo de leña para calefacción y cocción por electricidad de fuente renovable. La demanda eléctrica anual a satisfacer en una vivienda de referencia se estima en 3,293 kWh, desglosados en 2,472 kWh para calefacción (asumiendo el uso de una bomba de calor de alta eficiencia) y 821 kWh para cocción.

Esta sustitución permite desplazar un consumo total de 1,635 kg de leña al año por cada hogar, correspondiendo a 790 kg de un artefacto de calefacción de altas emisiones (tipo Salamandra/Hechiza) y 845 kg de una cocina a leña.

El diseño del sistema de referencia de 3 kWp (con una generación de 4,497 kWh/año) no solo cubre la demanda eléctrica objetivo (3,293 kWh/año), sino que genera un excedente energético anual de 1,204 kWh por hogar. Este superávit no es un detalle menor, sino un pilar fundamental del modelo. Se traduce en un ahorro económico adicional y tangible para la familia, más allá de simplemente cubrir los nuevos consumos eléctricos. Este beneficio actúa como un mecanismo de incentivo intrínseco que refuerza la permanencia de la medida. Al hacer la electrificación significativamente más atractiva y resiliente frente a variaciones en las tarifas eléctricas, se ataca directamente una de las barreras identificadas en el "nexo de vulnerabilidad" y se reduce drásticamente el riesgo de que los hogares reviertan al uso de leña por motivos económicos.

4.2.2 Cálculo de la Reducción de Emisiones y Unidad de Compensación

Al igual que en el Modelo A, la cuantificación de la unidad de compensación para el Modelo B (Residencial) debe analizarse bajo los dos escenarios regulatorios.

- **Escenario 2 (Inventario 2023):** Este escenario se basa en la intervención de alto impacto definida en este informe: el desplazamiento simultáneo de un **calefactor** (0.0124 t MP2.5eq/año) y una **cocina** (0.0132 t MP2.5eq/año). La reducción total por vivienda es de **0.0256 t MP2.5eq/año**. Por lo tanto, se requieren **40 viviendas** ($1 / 0.0256 = 39.1$, redondeado) para compensar una tonelada.
- **Escenario 1 (Guía 2019):** La metodología de la Guía 2019, como se detalla en la Tabla 2, solo proporciona factores de emisión para **calefactores** (0.022 t MP2.5eq/año) y no contempla cocinas (NA). Por lo tanto, para ser

metodológicamente consistente con esta guía, el cálculo debe basarse únicamente en el desplazamiento de calefactores. Bajo este escenario, se requieren **46 viviendas** ($1 / 0.022 = 45.45$, redondeado) para compensar una tonelada.

La siguiente tabla consolida y compara los parámetros clave para ambos escenarios.

Tabla 10: Cuantificación Comparativa de la Unidad de Compensación para SFVR (por 1 ton MP2.5eq).

Parámetro	Escenario 1 (Guía 2019)	Escenario 2 (Inventario 2023)	Unidad
Intervención Base	Solo Calefactor	Calefactor + Cocina	-
Emisiones Reducidas por Vivienda	0,022	0,0256	t MP2.5eq/año
Viviendas Requeridas por Tonelada	46	40	Unidades
Potencia Estándar por Vivienda	3	3	kWp
Potencia Total Requerida	138	120	kWp
CAPEX por Vivienda	2.917.158	2.917.158	CLP
Costo de Inversión Total (CAPEX)	\$134.189.268	\$116.686.319	CLP
OPEX Anual Agregado (Referencial)	\$2.012.822	\$1.750.295	CLP

Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2 y hoja principal de [MDB03](#)

4.3 Arquitectura de Gobernanza: El Modelo de Gestor de Programa Centralizado

La viabilidad de esta medida depende de una arquitectura de gobernanza que resuelva la complejidad administrativa inherente a un modelo distribuido. La fiscalización individual de 40 o más hogares por parte de la SEREMI o la SMA para cada PCE es logísticamente inviable y tendría un costo prohibitivo que haría la medida impracticable.

La solución propuesta es la creación de la figura de un "Gestor de Programa", una entidad especializada (como la ASE) que actúa como intermediario técnico y administrativo central. Este Gestor agrupa la demanda de compensación de uno o varios Titulares de proyectos, implementa y gestiona el "paquete" de 40 sistemas residenciales como si fuera un único proyecto agregado, y funciona como el único interlocutor técnico ante las autoridades ambientales.

El rol del Gestor trasciende la simple administración; es el actor que permite la existencia de un mercado funcional para esta medida. Desde la perspectiva de un Titular con obligación de compensar (por ejemplo, una industria), la gestión directa de 40 instalaciones residenciales representa un riesgo logístico y una distracción de su negocio principal. El Gestor absorbe

esta complejidad y le ofrece al Titular una solución "llave en mano": un producto estandarizado y de bajo riesgo. A cambio de un pago, el Gestor se encarga de la implementación, operación, monitoreo y reporte, entregando al Titular un certificado anual que acredita el compensación de las emisiones, el cual es válido para presentar ante la Seremi de Medio Ambiente. De esta manera, el Gestor transforma un conjunto de activos físicos dispersos y de alto riesgo de gestión en un producto financiero simple y estandarizado, creando las condiciones necesarias para que la medida sea aplicable a escala.

4.4 Flujo de Tramitación del Plan de Compensación (PCE) e Informe de Cumplimiento (IC)

El modelo de gobernanza centralizada simplifica y estandariza significativamente el flujo de tramitación para el Titular, la SEREMI y la SMA. El proceso se estructura en las siguientes etapas:

- Elaboración y Presentación del PCE: El Titular del proyecto que debe compensar elabora su PCE, especificando que utilizará la metodología de SFVR gestionada por un Gestor de Programa acreditado (ej. ASE). El medio de verificación fundamental que debe adjuntar es un convenio o carta de compromiso formal con dicho Gestor, donde se estipula el compromiso de los "cupos" de compensación necesarios para cumplir con su obligación.
- Evaluación y Aprobación por la SEREMI MA: La SEREMI del Medio Ambiente revisa la admisibilidad y el fondo del PCE. El análisis técnico se agiliza notablemente, ya que el foco no está en evaluar los detalles de 40 instalaciones individuales, sino en verificar que el Titular se ha adherido a una metodología estandarizada y pre-aprobada, y que ha contratado a un Gestor reconocido para su implementación. Una vez verificado el cumplimiento de estos requisitos, la SEREMI emite la Resolución Exenta que aprueba el PCE. Si el PCE no está bien presentado, se **notificarán formalmente las observaciones** que deben ser acogidas por el titular.
- Elaboración y Presentación del Informe de Cumplimiento (IC): Anualmente, el Gestor del Programa ejecuta la metodología de seguimiento (MRV) y emite un único "Informe Anual de Verificación Agregado". Este documento consolida los datos de todo el paquete de viviendas y certifica la cantidad total de emisiones compensadas. El Gestor entrega este informe oficial al Titular, quien lo utiliza como el principal medio de verificación para elaborar su propio Informe de Cumplimiento (IC). Finalmente, para correlacionar este proceso con el documento "Etapas para la implementación de una medida de compensación", el **Titular presenta este IC ante la SEREMI del Medio Ambiente** en dos partes:
 - **Presentación (Primera Parte del IC):** Debe ser presentado por el Titular dentro de los primeros dos meses de aprobado el PCE, e incluir los contenidos comprometidos en el mismo, como el contrato y el cronograma.
 - **Presentación (Segunda Parte del IC):** Debe ser presentado por el Titular luego de un año de concretarse el traspaso de cupos, e incluir la encuesta de satisfacción a beneficiarios y el "Informe Anual de Verificación Agregado" emitido por el Gestor como medio de prueba

La información entregada en este informe deberá ser registrada en la [Herramienta de Registro Seguimiento PCE](#).

Este flujo de trabajo establece un desacoplamiento claro y eficiente entre la responsabilidad legal y la responsabilidad operativa. El Titular mantiene en todo momento la responsabilidad legal final ante la SMA de cumplir con su obligación. Por su parte, el Gestor asume la responsabilidad técnica y operativa de implementar la medida y generar los datos de verificación. Esta separación de roles es una innovación central del modelo, ya que permite que cada actor se enfoque en su competencia principal, reduciendo la fricción administrativa y aumentando la robustez y probabilidad de cumplimiento del sistema.

4.5 Metodología de Seguimiento, Reporte y Verificación (MRV) Agregado

Para garantizar la integridad ambiental y la permanencia de la reducción de emisiones de una manera costo-efectiva, la metodología de MRV se centraliza completamente en el Gestor del Programa.

4.6 Indicadores Clave de Desempeño (KPIs) a Monitorear

El Gestor del Programa es responsable de monitorear y reportar de forma agregada los siguientes KPIs para el paquete de viviendas:

- Técnicos: La generación eléctrica de cada SFVR (kWh/año) será verificada preferentemente mediante telemetría remota de los inversores. Este método asegura una cobertura del 100% de los datos de generación de manera continua y de bajo costo, proporcionando una base empírica sólida para el cálculo de la energía disponible para el desplazamiento de leña.
- Socioeconómicos: Se verificará el ahorro efectivo en la boleta eléctrica de cada hogar (CLP/año). Esta gestión, centralizada por el Gestor, confirma que el beneficio económico se está entregando correctamente a las familias, lo cual es crucial para mantener el incentivo a no usar leña.
- Ambientales: La verificación del desplazamiento del uso de leña se realizará mediante un enfoque combinado. Primero, se requerirá una declaración jurada inicial de cada beneficiario, gestionada por el Gestor. Segundo, se implementará un programa de auditorías muestrales periódicas (por ejemplo, al 10% de los hogares anualmente) para verificar in situ la ausencia de artefactos a leña y de acopio de este combustible. De este modo se fiscalizara el cumplimiento a través de la declaración jurada firmada por los beneficiarios.

4.6.1 Flujo de Reporte y Entregables

El proceso de reporte culmina en la elaboración del documento clave para la fiscalización:

- El Gestor consolida anualmente los datos de telemetría de todos los sistemas y los resultados de las auditorías muestrales de consumo de leña.
- Con esta información, elabora el "Informe Anual de Verificación de Emisiones (Agregado)". Este es un documento único y oficial que certifica la reducción total de emisiones del paquete de 40 viviendas.
- Dicho informe debe incluir, como anexo, un reporte detallado de los resultados de la auditoría muestral, transparentando cualquier incumplimiento detectado y las medidas correctivas aplicadas (por ejemplo, la notificación o suspensión del beneficio al hogar incumplidor), lo que garantiza la trazabilidad y la rigurosidad del proceso.

Este sistema de MRV centralizado es más que una herramienta de fiscalización; funciona como un sistema de aprendizaje continuo. La acumulación de datos longitudinales de alta calidad sobre rendimiento técnico, patrones de consumo y tasas de cumplimiento conductual permite a la autoridad ambiental y al propio Gestor analizar tendencias y obtener retroalimentación valiosa. Estos aprendizajes pueden ser utilizados para refinar los criterios de elegibilidad, ajustar el tamaño de los sistemas o mejorar los mecanismos de incentivo en futuras iteraciones del programa, asegurando que la política pública evolucione y se vuelva más eficiente con el tiempo con base en evidencia empírica.

5 Objetivo Específico 4: Desarrollo de Análisis Comparativo, Técnico-Económico, de Ambas Alternativas de Compensación Evaluadas

5.1 Evaluación Comparativa de Alternativas

Esta sección presenta una evaluación comparativa exhaustiva entre la implementación de plantas fotovoltaicas (PFV) comunitarias (Modelo A) y la instalación de paneles fotovoltaicos en viviendas individuales (Modelo B). El análisis se estructura en torno a los criterios definidos en las bases de la licitación, con el fin de proporcionar un marco de decisión claro y robusto para la autoridad ambiental. La siguiente tabla resume las principales características y métricas de desempeño de cada modelo, incorporando las correcciones y precisiones solicitadas para reflejar de manera fidedigna los hallazgos del estudio.⁴⁴

Tabla 11: Evaluación Comparativa de Modelos de Compensación Fotovoltaica (Para compensar 1 ton de MP 2.5-eq.

Criterio de Evaluación	Modelo A: Comunitario (Centralizado)	Modelo B: Residencial (Distribuido)
------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------

⁴⁴ [MDB-03_Calculo_planta_comunitaria_y_residencial-\(V4\).xlsx](#)

REDUCCIÓN DE EMISIONES (por 1 ton MP2.5eq)		
Magnitud Total de Compensación	Idéntica (1 ton MP2.5eq)	Idéntica (1 ton MP2.5eq)
Eficiencia de Intervención (Impacto por hogar)	Integral (0,0256 t/hogar) (Solo Calefacción +Cocción)	Integral (0,0256 t/hogar) (Calefacción + Cocción)
Patrón Espacial del Beneficio	CONCENTRADO: Reducción focalizada geográficamente en el área de residencia de 40 beneficiarios, típicamente agrupados en un sector o comuna específica	DISTRIBUIDO: Misma reducción total distribuida espacialmente entre 40 hogares dispersos en uno o varios territorios
Verificabilidad del Impacto	EMPÍRICA: Mediciones directas de calidad del aire local posibles por concentración del beneficio	CONTABLE: Verificación necesariamente basada en cálculo: energía generada → leña desplazada → emisiones evitadas
Co-beneficios de Salud	CONCENTRADOS Y CUANTIFICABLES: Impactos en salud concentrados en comunidad específica, más fáciles de medir y documentar	DISTRIBUIDOS Y DIFUSOS: Co-beneficios reales pero diluidos espacialmente, más difíciles de cuantificar a nivel local
Percepción Social	DIRECTA: Comunidad beneficiaria percibe directamente el mejoramiento ambiental localizado	INDIRECTA: Beneficio ambiental agregado igual, pero percepción individual menos evidente
Efectividad Ambiental Total	EQUIVALENTE Contribución idéntica a la mejora de calidad del aire de la cuenca de Santiago	EQUIVALENTE Contribución idéntica a la mejora de calidad del aire de la cuenca de Santiago
ESTRUCTURA Y PROPIEDAD		
Configuración del Sistema	Sistema único centralizado de 88 kWp conectado a media tensión	40 sistemas individuales de 3 kWp (Total 120 kWp) distribuidos en viviendas
Titularidad	Propiedad conjunta (municipio + beneficiarios) bajo Ley 21.118	Propiedad individual por vivienda beneficiada
Gestión Operacional	Centralizada - Municipio o entidad coordinadora	Distribuida - Cada beneficiario gestiona su sistema
INVERSIÓN Y COSTOS		
CAPEX Total (Escenario 2023)	CLP 191.200.000	CLP 144.686.319 ⁴⁵
CAPEX por Tonelada Compensada	CLP 191.200.000/ton	CLP 144.686.319/ton
Incluye Línea MT y Subestación	Sí - requerido para conexión centralizada	No - conexión BT residencial
OPEX Anual	CLP 5.036.062/año	CLP 1.750.295
Costo Total Anualizado	CLP 26.627.875/t-año	CLP 10.474.349/t-año

⁴⁵ Incluye CAPEX base (116,7M) más Fondo de Provisión de Inversores (28M) para garantizar la permanencia.

Eficiencia Económica	Menor eficiencia por kWp debido a infraestructura MT	Mayor eficiencia por kWp al evitar infraestructura pesada
COMPLEJIDAD DE IMPLEMENTACIÓN		
Proceso Regulatorio	COMPLEJO: - Contrato de Propiedad Conjunta (múltiples partes) - Aprobación SEC para conexión MT - Coordinación con distribuidora para obras MT - Gestión de múltiples beneficiarios	SIMPLE: - Contratos individuales estándar - Tramitación SEC residencial estándar - Empalmes BT existentes - Proceso independiente por vivienda
Tiempo de Implementación	18 meses (según piloto Talagante)	6-9 meses (experiencia sectorial)
Riesgo de Ejecución	MEDIO-ALTO: Dependencia de coordinación entre múltiples actores; falla en uno afecta a todos	BAJO-MEDIO: Riesgo distribuido; falla en un sistema no afecta al resto
ESCALABILIDAD Y REPLICABILIDAD		
Potencial de Escalamiento	ALTO en contexto adecuado: Ideal para comunidades definidas con terreno disponible	ALTO Y VERSÁTIL: Aplicable en cualquier contexto con viviendas aptas
Replicabilidad	MEDIA: Requiere condiciones específicas (terreno municipal, comunidad cohesionada, red cercana)	ALTA: Aplicable en múltiples contextos urbanos y periurbanos
BENEFICIOS ADICIONALES		
Desarrollo Comunitario	ALTO: Fortalece tejido social, genera sentido de pertenencia y co-responsabilidad	MEDIO: Beneficio individual, menor componente comunitario
Educación Ambiental	ALTO: Proyecto visible facilita actividades educativas y eventos comunitarios	MEDIO: Educación individual por hogar
Visibilidad del Proyecto	ALTA: Sistema visible genera identidad territorial y puede atraer otros proyectos	BAJA: Sistemas dispersos son menos visibles como proyecto único
Generación de Empleo Local	ALTA: Mantenimiento centralizado puede generar empleo local permanente	MEDIA: Mantenimiento distribuido genera trabajo temporal/eventual
RIESGOS Y DESAFÍOS		
Riesgo Técnico-Operacional	CONCENTRADO: Falla del sistema afecta a todos los beneficiarios simultáneamente	DISTRIBUIDO: Fallas aisladas afectan solo a beneficiarios individuales
Dependencia de Gestión	ALTA: Requiere entidad gestora comprometida y con capacidad técnica	BAJA: Cada beneficiario es responsable de su sistema
Conflictos Potenciales	MEDIO-ALTO: Desacuerdos en gestión colectiva, distribución de beneficios, toma de decisiones	BAJO: Gestión individual minimiza conflictos entre beneficiarios
Sostenibilidad Financiera	DESAFIANTE: Requiere financiamiento de O&M a largo plazo (12,95% inyección a municipio en Talagante)	ESTABLE: Cada beneficiario absorbe sus costos O&M
CONTEXTO ÓPTIMO DE APLICACIÓN		

Ideal para:	<ul style="list-style-type: none"> • Comunidades definidas y cohesionadas • Disponibilidad de terreno municipal/comunitario • Red eléctrica MT cercana (< 1 km) • Apoyo institucional fuerte (municipio) • Objetivos de desarrollo comunitario • Visibilidad política/social del proyecto 	<ul style="list-style-type: none"> • Hogares dispersos sin organización previa • Viviendas con techos aptos • Red BT existente • Implementación gradual/escalonada • Maximizar número de beneficiarios • Minimizar complejidad administrativa
RECOMENDACIÓN DE USO		
Cuándo Preferir Este Modelo	<p>Preferir cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Existe comunidad territorial definida - Se busca impacto social concentrado - Hay terreno disponible y red cercana - Se valora la verificabilidad empírica - Hay capacidad institucional de gestión - Proyecto tiene objetivo demostrativo 	<p>Preferir cuando:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Beneficiarios están geográficamente dispersos - Se requiere implementación ágil - Presupuesto limitado para infraestructura - Se busca máxima eficiencia económica - Se prefiere autonomía de beneficiarios - Se requiere replicabilidad fácil

Fuente: Elaboración propia desde datos obtenidos de Proyecto comunitario de Talagante y Casa Solar.

5.2 Análisis Detallado de los Criterios de Evaluación

A continuación, se profundiza en cada uno de los criterios de evaluación, integrando los datos técnicos y económicos para justificar las conclusiones presentadas y abordar en detalle los comentarios recibidos.

5.2.1 Configuración del Proyecto y Justificación Técnica

Ambos modelos están diseñados para lograr el mismo objetivo ambiental: la reducción de 1 tonelada de MP2.5 equivalente MP2.5eq) por año. Sin embargo, la configuración necesaria para alcanzar esta meta varía significativamente entre ellos y depende de los factores de emisión utilizados para el cálculo.

- Escenario 1 (Factores Guía 2019): Bajo los factores de emisión de la "Guía de Alternativas de Compensación de Emisiones para Fuentes de Combustión" de 2019, se requiere el reemplazo de 46 calefactores a leña para compensar una tonelada de MP2.5eq.
- Escenario 2 (Factores Inventario Actualizado): Utilizando los datos del "Inventario de emisiones del sector residencial (2023)", el número de artefactos a reemplazar varía según el tipo de equipo sustituido. Para compensar una tonelada de MP2.5eq se requiere el reemplazo de 81 calefactores a leña, ó 76 cocinas a leña, o la intervención en 40 hogares que reemplacen ambos artefactos (calefactor y cocina).

Esta corrección revela que la "unidad de compensación" no es estática; la eficiencia de la medida aumenta drásticamente al focalizar la intervención en hogares que utilizan leña para calefacción y cocción, ya que se requiere menos hogares para lograr la misma reducción de emisiones. Para asegurar una comparación metodológicamente coherente, este análisis utilizará como referencia el escenario más robusto del Inventario 2023: el desplazamiento de **calefacción y cocina (Escenario 3)**, que equivale a **40 hogares**.

La elección de una potencia de 3 kWp para los sistemas fotovoltaicos residenciales no responde únicamente a la necesidad de cubrir la demanda eléctrica, sino que es una decisión estratégica diseñada para garantizar la sostenibilidad económica del recambio y, con ello, la "permanencia" del beneficio ambiental exigida por el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA).

El análisis se basa en el siguiente balance energético para una vivienda de referencia:

- Demanda Eléctrica Por Cubrir: El objetivo es desplazar el consumo de leña para calefacción y cocción. La demanda eléctrica anual para estos fines, utilizando equipos eficientes, se estima en 3,293 kWh/año (2,472 kWh para calefacción con bomba de calor y 821 kWh para cocción eléctrica).
- Generación Fotovoltaica: Un sistema de 3 kWp instalado en la Región Metropolitana genera, en promedio, 4,497 kWh/año, según datos de la plataforma "Explorador Solar" del Ministerio de Energía.
- Balance Energético y Creación de Incentivo: El sistema de 3 kWp está deliberadamente sobredimensionado, generando un superávit anual de aproximadamente 1,200 kWh. Este excedente de energía se inyecta a la red eléctrica bajo el marco de la Ley de Generación Distribuida (Net-Billing). El valor de esta energía inyectada se abona en la cuenta de electricidad del hogar, generando un crédito económico que no solo cubre el nuevo consumo eléctrico, sino que produce un ahorro neto para la familia.

Este superávit económico es el pilar fundamental que asegura la permanencia del cambio de comportamiento. Al hacer que la opción eléctrica sea financieramente más atractiva que la leña, se mitiga el riesgo de que los hogares reviertan al uso de combustibles sólidos debido a los altos costos de la electricidad, un riesgo particularmente alto en las comunas de la Zona B que enfrentan las tarifas más elevadas de la región. Por lo tanto, el dimensionamiento de 3 kWp es una justificación técnica con un fundamento socioeconómico, directamente orientado a cumplir con el requisito legal de permanencia de la medida de compensación.

Para asegurar una comparación metodológicamente coherente (Objetivo 4), este análisis estandariza la intervención para ambos modelos. Si bien el Modelo A fue calculado en la Sección 3 bajo el escenario de "Solo Calefacción" (81 hogares), para efectos comparativos en esta sección, se recalculará utilizando la misma intervención integral del Modelo B: **40 hogares que reemplacen tanto calefactor como cocina** (0,0256 t/hogar). Todas las tablas comparativas siguientes reflejan esta corrección.

5.2.2 Eficiencia Energética y Reducción de Emisiones Atmosféricas

Ambos modelos están diseñados para lograr el mismo objetivo ambiental final (compensar emisiones), pero al abordar la eficiencia en términos de producción de energía, presentan diferencias estratégicas fundamentales.

El **Modelo A (Comunitario)** representa la estrategia más eficiente en la producción de energía (kWh generados por cada kWp instalado). Al ser un proyecto centralizado, su diseño de ingeniería se optimiza profesionalmente: asegura la mejor orientación e inclinación de los

paneles, minimiza las sombras y permite un mantenimiento programado y centralizado que sostiene el rendimiento máximo a lo largo del tiempo. Esto resulta en un ratio de generación óptimo de aproximadamente 1.497 kWh por cada kWp instalado (parámetro de ingeniería del modelo). Para el escenario comparativo de 88 kWp, esto implica una generación anual de ~131.736 kWh.

El **Modelo B (Residencial)**, por su parte, presenta una eficiencia de producción inherentemente variable y subóptima. El rendimiento agregado del programa depende de las condiciones específicas de cada uno de los **40 techos**, los cuales varían significativamente en orientación, inclinación, suciedad y sombras proyectadas por estructuras vecinas. Estos factores no pueden ser controlados u optimizados a nivel de ingeniería centralizada, por lo que su ratio de generación (kWh/kWp) agregado es, por naturaleza, inferior.

Esta menor eficiencia de producción, sumada al diseño del modelo que requiere 3 kWp por hogar para asegurar el incentivo económico, resulta en una potencia total instalada de **120 kWp** (resultado de **40 hogares** x 3 kWp) necesaria para entregar el beneficio en este modelo.

Un factor clave para la integridad del cálculo de reducción de emisiones es la contabilización de la energía utilizada para la operación y mantenimiento (O&M) de la propia planta. En el Modelo A, se ha establecido de forma conservadora que un **1.5% de la energía total generada anualmente** por la PFV se reserva para cubrir los consumos propios de la planta (operación de inversores, sistemas de monitoreo, etc.) y no se acredita a los beneficiarios. Esta deducción asegura que la reducción de emisiones se calcula sobre la energía neta entregada para desplazar el consumo de leña, fortaleciendo la robustez del modelo.

Aunque en el Modelo B este consumo es menor por sistema, su gestión agregada también implica costos energéticos y de monitoreo que deben ser cubiertos por el gestor del programa, impactando marginalmente la reducción neta total.

5.2.3 Análisis comparativo del impacto de la reducción de emisiones:

Más allá de la cantidad total de emisiones compensadas (1 tonelada de MP2.5eq), la forma en que esta reducción se distribuye geográficamente tiene implicaciones para la verificación y la percepción de los co-beneficios del programa.

- **Modelo A (Impacto Concentrado):** La reducción de emisiones se focaliza en un área geográfica acotada, correspondiente al grupo de hogares beneficiarios. Esta concentración del impacto facilita la comunicación de un beneficio ambiental a escala de barrio. Teóricamente, podría ser posible medir una mejora en la calidad del aire local, lo que proporciona un co-beneficio tangible (mejora de la salud local) directamente atribuible al proyecto.
- **Modelo B (Impacto Distribuido):** La reducción de emisiones se dispersa a través de un territorio mucho más amplio, ya que los 40 hogares pueden estar repartidos por toda una comuna o incluso por varias. Aunque la reducción total a nivel regional es

idéntica, el impacto en cualquier punto específico es más difuso, sumándose al mejoramiento general de la calidad del aire de la cuenca.

Ambas estrategias presentan ventajas distintas y es fundamental considerar que **con ambas medidas la compensación efectivamente ocurre**, ya que en los dos modelos se verifica un desplazamiento permanente de la leña por el uso de electricidad.

Adicionalmente, ambos modelos generan un **co-beneficio de alto impacto que es independiente de la distribución geográfica: la reducción de la contaminación intradomiciliaria (indoor)**. Al eliminar el artefacto de combustión a leña del interior de la vivienda, se mejora directamente la calidad del aire que respira la familia, generando un beneficio de salud inmediato y tangible para todos los beneficiarios del programa.

5.2.4 Costos de Inversión y Mantenimiento (CAPEX & OPEX)

El análisis de costos comparativo, una vez estandarizada la intervención (40 hogares C+C) y capitalizados los costos de ciclo de vida (reemplazo de inversores), revela que la inversión del **Modelo B (CLP 144.7M)** es aproximadamente un **24% inferior** al **Modelo A (~CLP 191.2M)**. La viabilidad del Modelo A a esta escala es estructuralmente cuestionable, ya que el costo fijo de conexión a MT (CLP 86.7M) representa un 45% de su costo total, demostrando una fuerte deseconomía de escala.

Esta diferencia se explica por dos factores principales:

1. **Infraestructura Evitada:** El Modelo B evita el elevado costo de la línea de transmisión y la conexión a Media Tensión (MT), que por sí sola representa un 45% de la Inversión Total del Modelo A.
2. **Eficiencia de Intervención:** La comparación se ha estandarizado al escenario más eficiente de 40 hogares (Calefactor + Cocina) para ambos modelos. La diferencia de costos ahora no radica en el número de hogares, sino en la infraestructura.

Esta ventaja en el CAPEX total se ve reforzada por una **mayor eficiencia del capital**: el Modelo B (Residencial) tiene un costo por potencia instalada de aproximadamente **CLP 1,2M por kWp** (CLP 144.7M / 120 kWp), en contraste con el costo del Modelo A (Comunitario), que asciende a **CLP 2.17M por kWp** (CLP 191.2M / 88 kWp). En este caso, la "falta de economías de escala" de la infraestructura centralizada (como la conexión a MT) favorece al modelo distribuido.

En términos de costos operativos (OPEX), los datos del informe también favorecen cuantitativamente al Modelo B. El OPEX anualizado del Modelo A se estima en **CLP 5.0M**, mientras que el OPEX agregado del Modelo B es de **CLP 1.75M**.

Sin embargo, esta ventaja numérica del Modelo B debe ser sopesada con su principal desventaja estructural: la **complejidad logística**. La logística de mantener, monitorear y

eventualmente reparar 40 sistemas dispersos geográficamente implica mayores costos transaccionales y de gestión centralizada que el mantenimiento de un único activo (Modelo A).

El análisis, por tanto, hace explícito el trade-off fundamental: el Modelo A (Comunitario) concentra su complejidad y mayor costo en la fase inicial de inversión en infraestructura. En contraste, el Modelo B (Residencial) ofrece un CAPEX y OPEX cuantitativamente inferiores, pero traslada la complejidad a la fase operativa, creando una carga logística y de gestión a largo plazo que debe ser administrada.

5.2.5 Sostenibilidad a Largo Plazo ("Permanencia")

Este es el criterio donde el Modelo A (Comunitario) muestra una ventaja decisiva y estructural. Su arquitectura de gobernanza, a través de un gestor especializado como la Agencia de Sostenibilidad Energética (ASE), está diseñada para operar y mantener el activo durante toda su vida útil de 20 años, asegurando la "permanencia" de la reducción de emisiones de forma inherente. La gestión profesional centralizada garantiza que el mantenimiento y, crucialmente, el reemplazo de equipos clave como los inversores, se realicen de manera programada y financiada.

En contraste, la sostenibilidad del Modelo B (Residencial) es condicional y frágil si no es gestionado centralmente. El principal riesgo material es la "brecha de reemplazo del inversor". Los inversores tienen una vida útil de 10-15 años, significativamente menor que la de los paneles fotovoltaicos (20-25 años). Sin un mecanismo que asegure su reemplazo, la reducción de emisiones cesaría con la falla del inversor original, constituyendo un incumplimiento directo del mandato de "permanencia" del PPDA.

En cuanto a los costos de reemplazo del inversor, se considera el paquete de 40 sistemas. El punto central es que, a medida que el programa crece, la complejidad de gestionar un ciclo perpetuo de fallas y reemplazos en cientos de hogares dispersos aumenta exponencialmente. Un programa que instale 40 sistemas hoy enfrentará la necesidad de financiar y coordinar el reemplazo de aproximadamente 40 inversores en un plazo de 10 a 15 años. Sin una entidad gestora centralizada que provisione los fondos y gestione esta logística, el programa está destinado al fracaso a mediano plazo. Esta es la razón por la cual el modelo de gobernanza propuesto para el Modelo B, con un gestor central como la ASE, es un requisito indispensable para su validez regulatoria.

5.2.6 Factibilidad de Implementación y Seguimiento por parte de la Autoridad

La implementación de un programa de compensación efectivo requiere no solo de robustez técnica, sino también de un marco de gobernanza y fiscalización que sea claro, eficiente y de bajo costo para la autoridad. La evaluación de este criterio ha sido profundamente revisada para incorporar los mecanismos de gobernanza y seguimiento solicitados.

- El Modelo A (Comunitario) presenta una alta barrera de entrada en la fase de implementación, debido a la necesidad de asegurar terrenos adecuados y gestionar el complejo proceso de conexión a la red. Sin embargo, una vez que la planta está operativa, su seguimiento es excepcionalmente simple para la autoridad. Existe un único punto de fiscalización (la planta), un único interlocutor profesional (el gestor del programa, ej. ASE), y un flujo de datos de generación centralizado y fácil de auditar.
- El Modelo B (Residencial) tiene una barrera de entrada mucho menor. La implementación es granular y puede escalar progresivamente, vivienda por vivienda, sin requerir grandes proyectos de infraestructura. Históricamente, el desafío de este modelo ha sido la fiscalización, ya que auditar decenas o cientos de hogares individuales sería administrativamente inviable para la autoridad. Sin embargo, bajo el modelo de gobernanza propuesto en el Objetivo 3, este desafío se resuelve. La SEREMI MA no fiscaliza a los 40 hogares, sino que audita a un único "Gestor de Programa" (ej. ASE), quien asume la responsabilidad de la telemetría, las auditorías muestrales y el reporte agregado. Esta centralización administrativa transforma un desafío logístico en un proceso robusto y verificable.

Para asegurar la efectividad de ambos modelos, se ha refinado el rol de cada actor y se han incorporado mecanismos de control específicos:

- Rol de la Autoridad (SEREMI/SMA): La fiscalización no es directa sobre el funcionamiento de la planta o los sistemas residenciales. El rol de la autoridad es auditar al Gestor del Programa, revisando los Informes Anuales de Verificación que consolidan los datos de generación y el cumplimiento de las condiciones por parte de los beneficiarios.
- Rol del Municipio: El municipio actúa como un socio estratégico y facilitador local. La operación y mantenimiento de la planta comunitaria (Modelo A) podrá estar a cargo del municipio, quien podrá ejecutar estas labores bajo un contrato de prestación de servicios con el Gestor del Programa (ej. ASE), que es el responsable técnico y financiero final. Se debe informar claramente a los beneficiarios que el municipio es responsable de la mantención y de garantizar la reducción comprometida en su cuenta de electricidad, actuando como el brazo ejecutor del programa en el territorio. Un componente crítico de este seguimiento es el mecanismo de fiscalización del no uso de leña. Este mecanismo es la base para asegurar la "permanencia" del beneficio ambiental. El Municipio, en su rol de verificador administrativo, reportará al Gestor del Programa cualquier incumplimiento detectado (ej. acopio o uso de leña). Dicho incumplimiento activará un protocolo formal que, según la gravedad y reiteración, resultará en la notificación, suspensión temporal o, en última instancia, la revocación definitiva del beneficio (el descuento eléctrico). La

inclusión explícita de este mecanismo de penalización es indispensable para la validez regulatoria de ambos modelos.

- Mecanismo de Reporte de Beneficiarios: Se debe contemplar un mecanismo de reporte formal para que los beneficiarios puedan informar en caso de no percibir el beneficio comprometido (el descuento en su cuenta de luz). Este canal, que puede ser una oficina municipal o una línea telefónica designada, activará un proceso de revisión por parte del Gestor del Programa para identificar y resolver el problema (ya sea técnico, administrativo o de facturación), garantizando así que el incentivo económico se mantenga.

5.3 Conclusión del Análisis Comparativo

El análisis comparativo demuestra que no existe un modelo inherentemente superior; la elección entre la planta comunitaria (Modelo A) y los sistemas residenciales (Modelo B) depende de los objetivos estratégicos, la escala de la compensación y la capacidad de gestión institucional disponible.

- El Modelo A (Planta Comunitaria) se perfila como una solución de 'grado institucional'. Es más robusto desde una perspectiva de ingeniería y, una vez operativo, considerablemente más simple de fiscalizar y gestionar a largo plazo. Si bien su costo por unidad de potencia instalada (CLP 2.17M/ kWp) es mayor que el del modelo residencial (CLP 1.2M/kWp), su ventaja radica en la gestión profesional centralizada.
- El Modelo B (Sistemas Residenciales) es una solución 'granular y flexible', ideal para contextos urbanos. Su **CAPEX total es significativamente inferior**, representando una reducción de costos de aproximadamente un 24% en comparación con el Modelo A (CLP 144.7M frente a CLP 191.2M), al evitar los altos costos de conexión a la red. Sin embargo, su aparente simplicidad inicial oculta una profunda fragilidad estructural. Su sostenibilidad a largo plazo es enteramente condicional a la existencia de una arquitectura de gobernanza centralizada y robusta, como la propuesta en este informe. Sin un gestor que administre el ciclo de vida de los equipos (especialmente el recambio de inversores) y que opere los mecanismos de fiscalización del no uso de leña, el modelo presenta un riesgo inaceptable de incumplimiento del requisito de "permanencia".

En conclusión, la recomendación estratégica es dual. El Modelo A es la solución más sólida y eficiente para programas de compensación ambiciosos y de largo aliento. El Modelo B es una alternativa viable y valiosa, pero solo debe ser considerada si se implementa bajo el estricto marco de gobernanza centralizada aquí detallado, que transforma un conjunto de intervenciones frágiles en un programa de compensación coherente, gestionado y fiscalizable. Para poder identificar las necesidades de generación de energía según toneladas a compensar se ha desarrollado una herramienta que permite identificar esta información de

forma sencilla en formato de [calculadora](#). En esta calculadora se han aplicado algunas sensibilidades que permiten evaluar diferentes escenarios:

6 Conclusiones

El análisis de caracterización regional presentado reveló una conclusión clara: la existencia de un "nexo de vulnerabilidad" que afecta a las comunas periféricas y rurales de la Región Metropolitana, agrupadas en la Zona B del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA). Este nexo se manifiesta en una superposición crítica de tres desventajas sistémicas que se refuerzan mutuamente:

Máxima Contaminación Atmosférica: Estas comunas presentan los niveles más altos de consumo de leña para calefacción y cocción, consolidándose como la principal fuente de emisiones residenciales de Material Particulado Fino (MP2.5). Este estudio ha **actualizado y definido la métrica estándar para la compensación**, utilizando los factores de emisión del inventario residencial más reciente.

Tarifas Eléctricas más Elevadas: Paradójicamente, los territorios con la peor calidad del aire son los que enfrentan las tarifas eléctricas más altas de la región. El análisis tarifario demostró una brecha estructural donde los precios por kWh en la Zona B son sistemáticamente superiores a los de la Zona A.

Menor Fiabilidad del Suministro Eléctrico: El análisis de los indicadores de calidad de servicio (SAIDI y SAIFI) demostró que las comunas de la Zona B experimentan interrupciones del suministro eléctrico más frecuentes y prolongadas. Esta baja fiabilidad amenaza directamente el requisito regulatorio de "permanencia" de cualquier medida de compensación.

Este nexo de vulnerabilidad constituye un problema socio-técnico complejo que no puede ser abordado con soluciones parciales. Una simple sustitución de equipos de calefacción, sin abordar las barreras de costo operativo y la inseguridad del suministro, está destinada al fracaso a largo plazo. Es en este contexto que las metodologías desarrolladas en este estudio emergen como soluciones sistémicas.

Ambos modelos propuestos —Planta Fotovoltaica Comunitaria (Modelo A) y Sistemas Fotovoltaicos Residenciales (Modelo B)— trascienden el concepto tradicional de compensación. No se trata simplemente de financiar un proyecto para cumplir una obligación, sino de crear vehículos de inversión especializados que canalizan de manera eficiente el capital privado hacia la raíz del problema. Al financiar la implementación de plantas fotovoltaicas, esta gobernanza centralizada ataca simultáneamente dos dimensiones del nexo: reduce el costo operativo de la electricidad para los hogares beneficiarios (combatiendo la barrera tarifaria) y mejora la calidad del aire local al desplazar el uso de leña. Más importante aún, este estudio ha resuelto las principales barreras que impedían su implementación, al establecer arquitecturas de gobernanza, flujos de tramitación y mecanismos de fiscalización claros y viables.

En el caso del Modelo A (Comunitario), el análisis concluyó de manera contundente que la estructuración del "Banco de Compensaciones" mediante un Fondo de Inversión Privado (FIP) gestionado por una entidad especialista es la arquitectura más robusta. Esta estructura representa una innovación central, ya que resuelve de manera definitiva la principal barrera legal identificada: la limitación a la actividad empresarial de los municipios (Ley N° 18.695). El modelo FIP permite superar esta restricción al crear una figura de derecho privado donde el municipio no actúa como empresario, sino como un socio estratégico fundamental. Se ha especificado con claridad su rol en la facilitación de terrenos, la preselección de beneficiarios y, crucialmente, en la verificación administrativa del no uso de leña, asegurando la permanencia de la medida sin contravenir la ley. Asimismo, se ha definido un flujo de tramitación secuencial y estandarizado para la aprobación de Programas de Compensación de Emisiones (PCE) e Informes de Cumplimiento (IC), otorgando certeza jurídica a todos los actores.

Por su parte, el Modelo B (Sistemas Residenciales) se presenta como una solución programática, flexible y altamente escalable, cuya viabilidad se ha demostrado que es estrictamente condicional a la existencia de un "Gestor de Programa" centralizado. Este gestor es la pieza clave que resuelve la inviabilidad administrativa de fiscalizar cientos de puntos de emisión dispersos. Al centralizar el monitoreo, reporte y verificación (MRV) de forma agregada, el modelo se vuelve administrativamente simple para la autoridad. Fundamentalmente, esta arquitectura de gobernanza aborda el principal riesgo para la "permanencia" de la medida: la "brecha de reemplazo del inversor". Al provisionar los fondos para el recambio de equipos a mediano plazo y gestionar esta logística, el Gestor asegura la continuidad del beneficio ambiental durante toda la vida útil del programa, un requisito que un modelo no gestionado no podría cumplir.

El análisis comparativo final, actualizado con los nuevos parámetros y escenarios, concluye que no existe un modelo inherentemente superior. La elección depende de los objetivos estratégicos y el contexto de implementación:

El Modelo A (Planta Comunitaria) es una solución de "grado institucional". Es más robusto desde la perspectiva de ingeniería, logísticamente más simple de operar y mantener, y su impacto ambiental es concentrado, lo que facilita la verificación de beneficios locales en la calidad del aire. A pesar de sus altas barreras de entrada (terrenos, conexión a red), su gestión profesional y su predictibilidad lo hacen ideal para proyectos de gran escala.

El Modelo B (Sistemas Residenciales) es una solución "granular y flexible", ideal para contextos urbanos sin terrenos disponibles y para una implementación progresiva. Su CAPEX total es significativamente inferior al evitar los costos de conexión a la red, pero su complejidad se traslada a la fase operativa, con un OPEX agregado menor y una logística de mantenimiento distribuida. Su impacto ambiental es difuso, lo que dificulta la medición de co-beneficios locales. Su viabilidad, como se ha reiterado, depende por completo de una gestión centralizada.

Tal como lo indica la normativa, **para la SMA, la figura responsable de cumplir la RCA es el Titular del proyecto condicionado a compensar, y no un tercero** (consultora, Gestor del Programa, etc.).

El rol del Gestor del Programa es auditar la implementación de la medida y proveer los informes de verificación anuales al Titular, quien es el responsable de presentar el Informe de Cumplimiento (IC) ante la autoridad. A su vez, se ha incorporado un rol activo para el municipio en la verificación administrativa del no uso de leña y un canal de reporte para que los beneficiarios informen si no perciben el beneficio económico, creando un sistema de control y corresponsabilidad robusto y de bajo costo.

Con la validación conceptual y la resolución de las barreras críticas para ambos modelos de gobernanza centralizada, ambas medidas están en condiciones de pasar a una fase de implementación. Para ello, se reitera la propuesta de crear una "Mesa de Trabajo Público-Privada" que actúe como un "Grupo Impulsor" con un mandato claro: catalizar el lanzamiento de los primeros proyectos piloto, transformando estas metodologías validadas en acciones concretas para la descontaminación de la Región Metropolitana.

7 Productos

En cumplimiento de lo estipulado en el punto 5 de las Bases Técnicas de la Licitación, el presente apartado detalla los productos y entregables generados en el marco de este Primer Informe de Avance. Estos productos constituyen la materialización de los análisis y metodologías desarrolladas para los Objetivos Específicos 1, 2 y 3.

7.1.1 Repositorio Digital de Documentación

Se ha estructurado y puesto a disposición un repositorio digital centralizado que contiene toda la documentación, datos brutos, análisis intermedios y fuentes bibliográficas utilizadas para el desarrollo del estudio. Este repositorio asegura la trazabilidad y replicabilidad de los resultados presentados.

El repositorio se encuentra organizado en carpetas temáticas que corresponden a cada objetivo específico del proyecto, incluyendo:

- **Insumos y Datos Brutos:** Archivos originales de la SEC, CNE, INE, entre otros.
- **Análisis y Datos Procesados:** Planillas de cálculo con los análisis de tarifas, fallas de suministro, consumo energético y priorización de comunas.
- **Cartografía:** Archivos geoespaciales (KMZ) con la zonificación y mapeo de variables.
- **Fuentes Bibliográficas:** Documentos y estudios de referencia.
- **Calculadora de compensaciones**, el documento [MCA-001](#) corresponde a una calculadora que facilita el cálculo de energía generada para compensar un número determinado de emisiones.
- **Herramienta de registro de seguimiento:** Este documento [MRV-001](#) consolida la información de seguimiento de los PCE que compensan a través de los modelos evaluados.
- **Guía compilatoria y actualizada de alternativas de compensación de emisiones:** Esta guía [MRV-002](#) compila las medidas de compensación e incorpora las evaluadas en el presente informe.

7.1.2 Productos Entregados

A continuación, se detallan los archivos utilizados a lo largo del informe y que se encuentran alojados en el repositorio adjunto a este informe.

Los documentos referidos y sus ID, se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 12: Referencias Repositorio Digital

Nombre Archivo	Nombre Carpeta	ID	Detalle
01 Caracterización_RM/	Insumos_Información/ Datos_Brutos/	CII-01	Solicitudes de Información SEC, CNE, CEN
		CDB-01	SEC_Fallas_2019-2025.xlsx
		CDB-02	se_facturacion_clientes_regulados(in).csv
		CDB-03	se_cuenta_tipo(in)
		CDB-04	SAIDI-SAIFI_SEC_AU004T0048282-Com-Emp-Com.xlsx
		CDB-05	FE_EPA.pdf
	Analysis/	CAA-01	Tarifas_Comunas_RM.xlsx
		CAA-02	Fallas_2019_2025.xlsx
		CAA-03	Mapa_precios_por_Comuna.pdf
		CAA-04	Resumen_tablas_PNP.xlsx
		CAA-05	Consumo_vivienda_RM.xlsx
		CAA-06	Actualización_FE_NA_(Rev_1)
		CAA-07	codigo_tarifas_electricas.ipynb
		CAA-08	Mapa_kmz
20_Metodología_PFV_Comunitaria/	Datos_Brutos/	MDB-01	CAPEX_OPEX_Talagante_raw.xlsx
		MDB-02	Revision_Talagante-CasaSolar.xlsx
	Analisis_CostoBeneficio/	MDB-03	Calculo_Planta_comunitaria_y_residencial(V5)
		MCA-001	PE_v_Calculadora_Compensacion_FV
40_MRV/	MRV/	MRV-001	Herramienta_Registro_Seguimiento_PCE
		MRV-002	Guía_Compilatoria_y_Actualizada_de_Alternativas_de_Compensación

8 Anexo N°1

Tabla 13: Solicitudes de información por transparencia.

Fecha	Institución	Descripción
12-06-2025	CEN	Fallas y desconexiones históricas para Región metropolitana desde el 2014 a la fecha.
13-06-2025	CEN	Diagrama Unilineal Maestro y Mapa georreferenciado de instalaciones del Sistema Interconectado
13-06-2025	CNE	Tarifas eléctricas en la Región Metropolitana de Santiago
24-06-2025	SEC	Información histórica de fallas de suministro eléctrico RM de 2015 a la fecha, desagregada por comuna e indicadores (SAIDI, SAIFI, Hrs promedio desconexión por año y comuna).
24-06-2025	SEC	Información de tarifas eléctricas reguladas vigentes a clientes de distribución, con detalle por comuna y tipo tarifario Excel (BT-1, BT-2, BT-2, AT, etc.) de la RM, considerar Cargo fijo mensual, cargo por energía y potencia y otros cargos aplicables

Fuente: elaboración propia.

Tabla 14: Resumen de reuniones sostenidas en el marco de la licitación.

Fecha	Institución asistente	Temas tratados
06-06-2025	Seremi Medio Ambiente Ministerio de Energía Innovemos Spa	Plantas Fotovoltaicas Costos de Implementación Costos de Operación y Mantención Barreras o dificultades en la implementación Experiencias con programas
24-06-2025	Seremi Medio Ambiente Ministerio de Energía Innovemos Spa	Programa casa solar y Planta solar comunitaria Aspectos clave, financiamientos CAPEX y OPEX, detalle financiamiento Estudios previos, Costos y Facturas Relaciones con las comunidades Responsabilidades en la operación
08-07-2025	Seremi Medio Ambiente Ministerio de Energía Municipio Talagante	Experiencia Municipio Talagante Planta comunitaria de Talagante Convenios con beneficiarios Operación y mantención de la planta

Fecha	Institución asistente	Temas tratados
	Innovemos Spa	Barreras y dificultades de implementación Criterios de selección de beneficiarios Criterios de selección ubicación de PS comunitaria
13-08-2025	Seremi Medio Ambiente Ministerio de Energía AgenciaSE Innovemos Spa	Programa comuna energética Experiencias Comuna energética con Municipios Criterios de selección beneficiarios, y ubicación de proyectos Implementación de programa de plantas solares comunitarias Mecanismo y fórmulas de financiamiento de programas por Agencia SE Barreras y dificultades de implementación de programas

Fuente: Elaboración propia.

9 Anexo N°2

Tabla 15: Costos de electricidad por comuna.

Zona A		Zona B	
Comuna	\$/kWh	Comuna	\$/kWh
CERRILLOS	100,52	MAIPÚ	100,52
CERRO NAVIA	100,52	ÑUÑOA	100,52
CONCHALÍ	100,52	PEDRO AGUIRRE	100,52
EL BOSQUE	113,53	CERDA	100,52
ESTACIÓN CENTRAL	100,52	PEÑALOLÉN	100,52
HUECHURABA	100,52	PROVIDENCIA	100,52
INDEPENDENCIA	100,52	PUENTE ALTO	113,25
LA CISTERNA	100,52	QUILICURA	100,52
LA FLORIDA	100,52	QUINTA NORMAL	100,52
LA GRANJA	100,52	RECOLETA	100,52
LA PINTANA	113,53	RENCA	100,52
LA REINA	100,52	SAN BERNARDO	113,53
LAS CONDES	100,52	SAN JOAQUÍN	100,52
LO BARNECHEA	119,3	SAN MIGUEL	100,52
LO ESPEJO	100,52	SAN RAMÓN	100,52
LO PRADO	100,52	SANTIAGO	100,52
			PADRE HURTADO
			113,53
			PAINÉ
			119,64
			PEÑAFLOR
			116,8
			PIRQUE
			113,11
			SAN JOSÉ DE MAIPO
			113,53
			SAN PEDRO
			125,13

Zona A				Zona B	
Comuna	\$/kWh	Comuna	\$/kWh	Comuna	\$/kWh
MACUL	100,52	VITACURA	100,52	TALAGANTE	121,86
				TILTIL	120,86

Elaboración propia a partir de datos de "Cuenta Tipo – Energía Abierta"(2025)