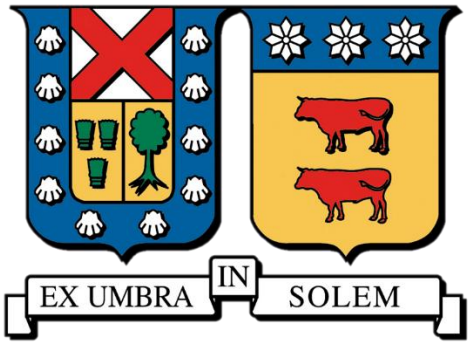
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE AERONÁUTICA

SANTIAGO – CHILE



ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE DESCARBONIZACIÓN EN AMB

CHRISTIAN EDUARDO CARMONA AMPUERO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO EN AVIACIÓN COMERCIAL

PROFESOR GUÍA	: SR. LEONARDO LOBOS F.
PROFESOR CORREFERENTE	: SR. MARTINUS POTTERS

OCTUBRE 2026

CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título; ☐ Tesis de Postgrado;

Título del trabajo: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE DESCARBONIZACIÓN EN AMB

Nombre del candidato(a): CHRISTIAN EDUARDO CARMONA AMPUERO

Carrera / Grado: INGENIERÍA EN AVIACIÓN COMERCIAL

Campus: Santiago Vitacura **;** **Departamento**: AERONÁUTICA

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Leonardo Ignacio Lobos Flores, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL

☒ El trabajo **NO contiene información que amerite confidencialidad** y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

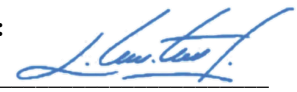
☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (embargo) por:

☐ 6 meses; ☐ 12 meses; ☐ 2 años; ☐ 3 años; ☐ 5 años; ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha:23/10/2026; **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23/10/2026 ; **Firma:** 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Agradecimientos

Quiero partir agradeciendo a mis padres, quienes me dieron todas las herramientas y valores para llegar hasta aquí. Gracias a ustedes hoy estoy donde estoy.

Agradezco a mi hermano, familiares y a Manolete que estuvieron presente a lo largo de este proceso, gracias por acompañarme.

Gracias a mis amigos, los que estuvieron y los que siguen, por apoyarme y por las alegrías que fueron parte de esta etapa.

Un especial agradecimiento a mi Makis, que estuvo conmigo en las buenas y en las malas, dándome su apoyo y cariño cuando más lo necesitaba.

Y por último, gracias a mí, por nunca tirar FF.

Resumen Ejecutivo

Este estudio evalúa la prefactibilidad técnica y económica de un conjunto de tecnologías de descarbonización para el Aeropuerto Arturo Merino Benítez (AMB). Su propósito es cumplir la meta del operador de reducir en 40% sus emisiones de Alcance 1 y 2 al año 2030 respecto de 2022, avanzar desde el Nivel 3 hacia el Nivel 4 del programa Airport Carbon Accreditation (ACA) y aportar a la certificación LEED O+M. El diagnóstico muestra que la reducción reciente de emisiones responde principalmente a la caída del factor de emisión del sistema eléctrico nacional, mientras el consumo energético del recinto sigue creciendo. Sin medidas adicionales, las emisiones de 2030 superarían la meta en 4.785 tCO_2e.

Se dimensionaron cuatro medidas: la eficiencia energética con sistemas de gestión, la electrificación de la demanda térmica mediante bombas de calor, la ampliación fotovoltaica y la electrificación de la flota propia. La electrificación térmica es la medida decisiva, ya que actúa sobre la combustión de gas licuado, principal fuente del Alcance 1, y cubre por sí sola el 64% de la brecha. En conjunto, la cartera reduce 5.369 tCO_2e anuales y sitúa las emisiones de 2030 en 8.822 tCO_2e, 584 por debajo de la meta.

La evaluación económica se realizó desde la perspectiva del concesionario, con un horizonte ajustado al término de la concesión en 2038. La cartera requiere una inversión de 11,6 millones de dólares y presenta un VAN de 4,3 millones y una TIR de 17,3%, superior a la tasa de exigencia de 9,91%. Con el precio social del carbono, el VAN asciende a 8,4 millones. Este resultado no se traslada a cada medida. La ampliación fotovoltaica tiene valor negativo por sí sola, pero sin ella las emisiones de 2030 quedan unas 570 tCO_2e sobre la meta. Por esto, las medidas deben aprobarse como paquete, de modo que el valor que generan la eficiencia energética y la electrificación térmica financie la generación fotovoltaica, medida que cierra la brecha.

La cartera constituye la primera etapa del Plan de Gestión del Carbono que exige el Nivel 4, cuya meta de largo plazo excede el plazo de la concesión. En LEED v5 O+M interviene sobre 33 de los 110 puntos. La categoría Oro requiere además acciones sobre agua, residuos, calidad ambiental interior y transporte.

PALABRAS CLAVE: Descarbonización aeroportuaria, Airport Carbon Accreditation, LEED O+M, Bombas de calor, Evaluación económica, Arturo Merino Benítez

Abstract

This study assesses the technical and economic pre-feasibility of a set of decarbonization technologies for Arturo Merino Benítez Airport (AMB). Its purpose is to meet the operator's target of a 40% reduction in Scope 1 and 2 emissions by 2030 relative to 2022, to advance from Level 3 to Level 4 of the Airport Carbon Accreditation (ACA) programme, and to contribute to LEED O+M certification. The diagnosis shows that the recent reduction in emissions is mainly due to the decline in the emission factor of the national electricity system, while the airport's energy consumption continues to grow. Without additional measures, 2030 emissions would exceed the target by 4,785 tCO_2e.

Four measures were sized: energy efficiency with energy management systems, electrification of thermal demand through heat pumps, expansion of on-site photovoltaic generation, and electrification of the operator's own vehicle fleet. Thermal electrification is the decisive measure, since it targets liquefied petroleum gas combustion, the main source of Scope 1 emissions, and on its own covers 64% of the gap. Together, the portfolio reduces emissions by 5,369 tCO_2e per year and brings 2030 emissions to 8,822 tCO_2e, 584 below the target.

The economic evaluation was conducted from the concessionaire's perspective, over a horizon aligned with the end of the concession in 2038. The portfolio requires an investment of USD 11.6 million and yields an NPV of USD 4.3 million and an IRR of 17.3%, above the 9.91% hurdle rate. Including the social price of carbon, the NPV rises to USD 8.4 million. This aggregate result does not carry over to every measure. The photovoltaic expansion has a negative value on its own, yet without it 2030 emissions remain about 570 tCO_2e above the target. The measures must therefore be approved as a package, so that the value generated by energy efficiency and thermal electrification finances the measure that closes the gap.

The portfolio constitutes the first stage of the Carbon Management Plan required for Level 4, whose long-term target extends beyond the concession term. Under LEED v5 O+M, it addresses 33 of the 110 available points. The Gold category additionally requires action on water, waste, indoor environmental quality and transportation.

KEYWORDS: Airport decarbonization, Airport Carbon Accreditation, LEED O+M, Heat pumps, Economic evaluation, Arturo Merino Benítez

Índice

Resumen Ejecutivo 3

Abstract 4

Introducción 10

Capítulo 1. Antecedentes Generales 12

1.1 Justificación del tema 12

1.2 Objetivos 14

1.2.1 Objetivo General 14

1.2.2 Objetivos Específicos 14

1.3 Metodología 15

1.4 Alcance 16

Capítulo 2. Estado Del Arte 18

2.1 Antecedentes 18

2.1.1 Casos Internacionales de Descarbonización Aeroportuaria 23

2.1.2 Principales Autores 25

2.2 Marco Teórico 26

2.2.1 Descarbonización aeroportuaria y contabilidad de emisiones 26

2.2.2 Programa Airport Carbon Accreditation (ACA) 27

2.2.3 La certificación LEED como estándar complementario. 30

2.2.4 Tecnologías de descarbonización aeroportuaria. 31

2.2.5 Marco normativo y regulatorio 33

2.3 Propuesta Metodológica 35

Capítulo 3. Desarrollo 38

3.1 Caracterización del recinto y línea base de emisiones 38

3.1.1 Descripción del recinto y perfil de operación 38

3.1.2 Inventario de emisiones de Alcances 1 y 2 39

3.1.3 Matriz de emisiones por fuente 43

3.2 Escenario tendencial y brecha al año 2030 45
3.2.1 Meta de reducción y dependencia del factor de emisión del sistema eléctrico 46
3.2.2 Proyección tendencial al año 2030 48
3.2.3 Definición de la brecha de trabajo 49
3.3 Dimensionamiento técnico de la cartera de tecnologías. 50
3.3.1 Criterios de dimensionamiento y parámetros comunes 50
3.3.2 Eficiencia energética y sistemas de gestión de la energía 52
3.3.3 Evaluación de la generación eólica 57
3.3.4 Ampliación de la generación fotovoltaica 60
3.3.5 Electrificación de la demanda térmica 70
3.3.6 Electrificación de la flota propia 79
3.3.7 Síntesis de la cartera y verificación del cierre de la brecha 84
3.4 Evaluación económica 87
3.4.1 Parámetros de evaluación 87
3.4.2 Estructura de costos: CAPEX y OPEX 95
3.4.3 Beneficios operacionales 102
3.4.4 Evaluación como costo 105
3.4.5 Evaluación con precio social del carbono 111
3.4.6 Análisis de sensibilidad 113
3.5 Hoja de ruta y verificación de cumplimiento de las acreditaciones 117
3.5.1 Cierre de la brecha bajo restricción económica 117
3.5.2 Priorización y secuencia de implementación 121
3.5.3 Requisitos del Nivel 4 del programa ACA 128
3.5.4 Aporte a la certificación LEED O+M 134
Conclusiones 139
Bibliografía. 150

Índice de figuras

Figura 1.1 Metodología a seguir 16
Figura 2.1. Niveles de acreditación del programa ACA..... 28
Figura 2.2. Etapas de la propuesta metodológica..... 37
Figura 3.1. Ciclo anual de velocidad del viento a 100 metros de altura en el emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez. 58
Figura 3.2. Ciclo anual de radiación global horizontal en el emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez, con descomposición en componente directa y difusa..... 61
Figura 3.3. Proporción estimada de energía térmica anual entregada por sobre distintos puntos de carga. 74
Figura 3.4. Trayectoria de emisiones de Alcances 1 y 2 de AMB, 2026 a 2038. 126

Índice de gráficos

Gráfico 1.1 Pasajeros Transportados por Aeropuerto (2025) 13
Gráfico 2.1. Aeropuertos latinoamericanos acreditados a la ACA desde 2015 y su influencia en el tráfico aéreo de la región. 19
Gráfico 2.2. Fuentes de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a Nivel Aeroportuario 22
Gráfico 3.1. Evolución de las emisiones de Alcance 1 y 2 de AMB, 2022-2024, criterio location based. 41
Gráfico 3.2. Composición de la huella de carbono de AMB por alcance y detalle de las emisiones gestionables, año 2024. 42

Índice de tablas

Tabla 2.1.- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Controladas para Friedman Memorial Airport 22
Tabla 3.1. Emisiones de Alcances 1 y 2 de AMB, criterio location based. 40
Tabla 3.2. Composición de la huella de carbono de AMB por alcance, año 2024. 41
Tabla 3.3. Consumos energéticos de AMB por segmento. 43
Tabla 3.4. Matriz de emisiones de AMB por fuente, año 2024. Las participaciones no suman exactamente 100% por efecto de redondeo. 44
Tabla 3.5. Evolución de consumos energéticos y emisiones de AMB, 2023-2024. 46
Tabla 3.6. Escenario tendencial de emisiones al año 2030 según trayectoria del factor de emisión del SEN. 48
Tabla 3.7. Parámetros de dimensionamiento y estatus de cada valor. 51
Tabla 3.8. Ahorros documentados para paquetes de eficiencia y gestión energética en edificación existente 54
Tabla 3.9. Reducción de consumo y de emisiones atribuible a las medidas de eficiencia energética y gestión. 55
Tabla 3.10. Costos de inversión y de operación del paquete de eficiencia energética y gestión. 56
Tabla 3.11. Densidad de potencia eólica del emplazamiento y comparación con valores de referencia. 59
Tabla 3.12. Velocidad del viento estimada a alturas de buje compatibles con las restricciones aeronáuticas. 60
Tabla 3.13. Recurso solar del emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez. 62
Tabla 3.14. Demanda eléctrica total del recinto al año 2030 y carga media equivalente. 64
Tabla 3.15. Actualización del costo unitario de referencia a condiciones de 2026. 67
Tabla 3.16. Estimación de la inversión en ampliación fotovoltaica. 68
Tabla 3.17. Partidas comprendidas en el costo de operación adoptado y su aplicabilidad al emplazamiento. 69
Tabla 3.18. Balance de la demanda térmica electrificada y dimensionamiento al año 2030. 75
Tabla 3.19. Reducción de emisiones asociada a la electrificación de la demanda térmica. 76
Tabla 3.20. Dimensionamiento de la segunda fase de electrificación de la flota y reducción asociada. 81
Tabla 3.21. Inversión en la segunda fase de electrificación de la flota y en infraestructura de carga. 82

Tabla 3.22. Composición de la cartera de medidas dimensionadas. 85
Tabla 3.23. Inventario proyectado al año 2030 con la cartera implementada. 86
Tabla 3.24. Tabla síntesis con parámetros a utilizar en la evaluación económica 93
Tabla 3.25. Trayectoria del precio del carbono hasta 2038 95
Tabla 3.26. Composición del CAPEX de la cartera y su intensidad por tonelada anual evitada. 96
Tabla 3.27. Perfil temporal del CAPEX y entrada en operación por medida. 97
Tabla 3.28. Composición del OPEX incremental de la cartera. 98
Tabla 3.29. Relación entre CAPEX y OPEX acumulado dentro del horizonte de evaluación. 99
Tabla 3.30. Cargos anuales por depreciación tributaria por partida. 101
Tabla 3.31. Valorización de la energía desplazada y de la energía adicional, en régimen de operación plena. 102
Tabla 3.32. Beneficio operacional neto por medida y su relación con el capital comprometido. 103
Tabla 3.33. Flujo de caja de la cartera bajo el perímetro de costos, en dólares de 2026. 107
Tabla 3.34. Flujo de caja de la cartera incorporando los beneficios operacionales, en dólares de 2026. 108
Tabla 3.35. Indicadores por medida bajo el perímetro de costos netos de beneficios operacionales. 110
Tabla 3.36. Indicadores por medida con y sin precio social del carbono. 112
Tabla 3.37. Valor Actual Neto de la cartera ante variaciones de 20% en cada parámetro. Valor base: 4.337.754 dólares. 114
Tabla 3.38. Valores de quiebre de los parámetros determinantes. 115
Tabla 3.39. Cumplimiento de la meta y resultado económico de las combinaciones de medidas. 119
Tabla 3.40. Priorización de las medidas de la cartera según los criterios de la OACI. 122
Tabla 3.41. Secuencia de implementación de la cartera, 2026 a 2038. 124
Tabla 3.42. Emisiones de Alcances 1 y 2 en años seleccionados del horizonte. 126
Tabla 3.43. Requisitos del Nivel 4 del programa ACA y situación de AMB. 128
Tabla 3.44. Porcentajes de reducción del Nivel 4 aplicados al AMB y trayectoria con cartera. 130
Tabla 3.45. Iniciativas de la cartera en el formato del Plan de Gestión del Carbono. 132
Tabla 3.46. Prerrequisitos y créditos de LEED v5 O+M sobre los que interviene la cartera. 135
Tabla 3.47. Cobertura de la cartera por categoría de LEED v5 O+M. 137
Tabla 4.1. Resultados técnicos y económicos por medida 140
Tabla 4.2. Aporte de la cartera a los estándares evaluados. 145

Introducción

La industria de la aviación enfrenta una presión creciente por reducir su huella de carbono. En conjunto, el sector es responsable de cerca del 2–3 % (Grosche et al., 2023) de las emisiones globales de CO_2 de origen energético, y dentro de la aviación los aeropuertos influyen aproximadamente sobre un 15 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la industria (Grosche et al., 2023).

Sin embargo, esa influencia no es homogénea. La contabilidad de emisiones del sector sigue la clasificación por alcances del GHG Protocol, que el programa de acreditación de carbono de ACI adopta como base (Airport Carbon Accreditation, 2023). El Alcance 1 comprende las emisiones directas de fuentes que el operador aeroportuario controla, como las calderas de climatización y los vehículos de su propia flota. El Alcance 2 corresponde a las emisiones indirectas de la electricidad y la energía térmica que el operador compra, que ocurren en la central generadora pero se imputan a quien la consume. El Alcance 3 reúne las demás emisiones indirectas, generadas por terceros que operan en el recinto o se relacionan con él, entre ellas las aeronaves, las empresas de servicios en tierra y el acceso de pasajeros y trabajadores. La mayor parte de la influencia del aeropuerto corresponde a este último alcance, fundamentalmente la operación de las aeronaves, mientras que las emisiones de Alcance 1 y 2 representan una fracción menor pero plenamente gestionable (Sleiman & Ouf, 2025).

Es precisamente sobre esa fracción donde el aeropuerto tiene capacidad de acción directa, y donde se concentra este estudio. Frente a este desafío, el sector ha adoptado el objetivo de alcanzar emisiones netas cero al 2050, impulsado por organismos como la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI) y el Consejo Internacional de Aeropuertos (ACI) (EASA, 2024). Para estructurar y reconocer estos esfuerzos, la ACI desarrolló el programa Airport Carbon Accreditation (ACA), que define niveles progresivos de gestión del carbono, desde la medición inicial de emisiones hasta la reducción absoluta y la neutralidad.

El Aeropuerto Arturo Merino Benítez (AMB) de Santiago, principal terminal aéreo de Chile, ha avanzado de manera sostenida en este camino: en diciembre de 2025 obtuvo la certificación de Nivel 3 "Optimización" del programa ACA, lo que implica que amplió la gestión de sus emisiones más allá de su control directo, incorporando a terceros como aerolíneas, operadores logísticos y servicios en tierra, y midiendo emisiones de Alcance 3 (Nuevo Pudahuel, 2025). Sin embargo, descarbonizar efectivamente sus operaciones propias supone avanzar hacia el Nivel 4 "Transformación", que exige un compromiso de reducción absoluta de emisiones alineado con la trayectoria de 1,5 °C, junto con un plan de gestión del carbono de largo plazo (Airport Carbon Accreditation, 2026).

Este trabajo tiene como objetivo evaluar la prefactibilidad técnica y económica de un proyecto de descarbonización en AMB, orientado a un doble propósito. Por un lado, avanzar desde el Nivel 3 hacia el Nivel 4 "Transformación" del programa ACA. Por otro, sentar las bases para obtener la certificación LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) del terminal bajo el esquema de Operación y Mantenimiento (O+M), estándar internacional de construcción y operación sostenible de edificios. Para ello se analizan alternativas tecnológicas aplicables a las emisiones de Alcance 1 y 2, tales como, la eficiencia energética en climatización e iluminación con sistemas de gestión, la electrificación de la demanda térmica mediante bombas de calor, la generación solar fotovoltaica, la energía eólica y la electrificación de la flota propia del operador. Estas medidas reducen las emisiones sobre las que se fija la meta del programa ACA y, a la vez, aportan puntaje principalmente en la categoría de Energía y Atmósfera de LEED. Finalmente, la evaluación considera tanto su viabilidad de integración en la infraestructura existente como los beneficios económicos derivados del menor consumo energético y la reducción de costos operacionales.

Capítulo 1. Antecedentes Generales

1.1 Justificación del tema

La aviación es responsable de cerca del 2 % a 3 % de las emisiones globales de CO_2 de origen energético, cifra que se proyecta al alza a medida que crece la demanda de transporte aéreo (Grosche et al., 2023). Dentro del sector aeronáutico, los aeropuertos cumplen un rol clave, ya que concentran el consumo energético de edificios, equipos y flotas de servicio en tierra. Si bien la mayor parte de la huella de un aeropuerto corresponde a la operación de las aeronaves, clasificada como Alcance 3, las emisiones bajo control directo del operador, es decir las de Alcance 1 y 2, constituyen el ámbito donde el aeropuerto puede actuar de manera autónoma y medible (SUN Friedman Memorial Airport, 2022). Por esta razón, gestionar eficientemente estas fuentes resulta plenamente concordante con los lineamientos de la OACI, ACI y la norma ISO 14001, que promueven la mejora continua y la carbono neutralidad al 2050 (EASA, 2024).

A escala local, los aeropuertos figuran entre las fuentes de contaminación atmosférica más relevantes. En Estados Unidos, el Aeropuerto Internacional de Los Ángeles es la mayor fuente puntual de monóxido de carbono (CO) del estado de California (Schlenker et al., 2011). El mismo estudio demostró que la congestión en pista incide directamente en la calidad del aire del entorno, cuando aumenta el tiempo de rodaje de las aeronaves, aumenta también la concentración de CO en las zonas situadas hasta 10 km del recinto. Lo importante es que los efectos sobre la salud de la población cercana se observaron con niveles de contaminación inferiores a los límites normativos vigentes, lo que confirma que la actividad aeroportuaria genera impactos ambientales significativos aun en condiciones consideradas aceptables.

En el ámbito nacional, el Aeropuerto Arturo Merino Benítez es, con gran diferencia, el principal terminal aéreo de Chile. Durante 2025 concentró el 58,32 % del tráfico de pasajeros del país, una participación muy superior a la del segundo aeropuerto, que no alcanza el 7 % (Junta de Aeronáutica Civil, 2025). El Gráfico 1.1 ilustra esta concentración. Esta posición dominante implica que AMB es también el recinto que reúne la mayor demanda energética del país y, por lo tanto, el de mayor potencial de emisiones directas e indirectas entre los aeropuertos nacionales. En consecuencia, cualquier medida de descarbonización aplicada en AMB genera un impacto absoluto considerablemente mayor que la misma medida aplicada en un terminal de menor escala.

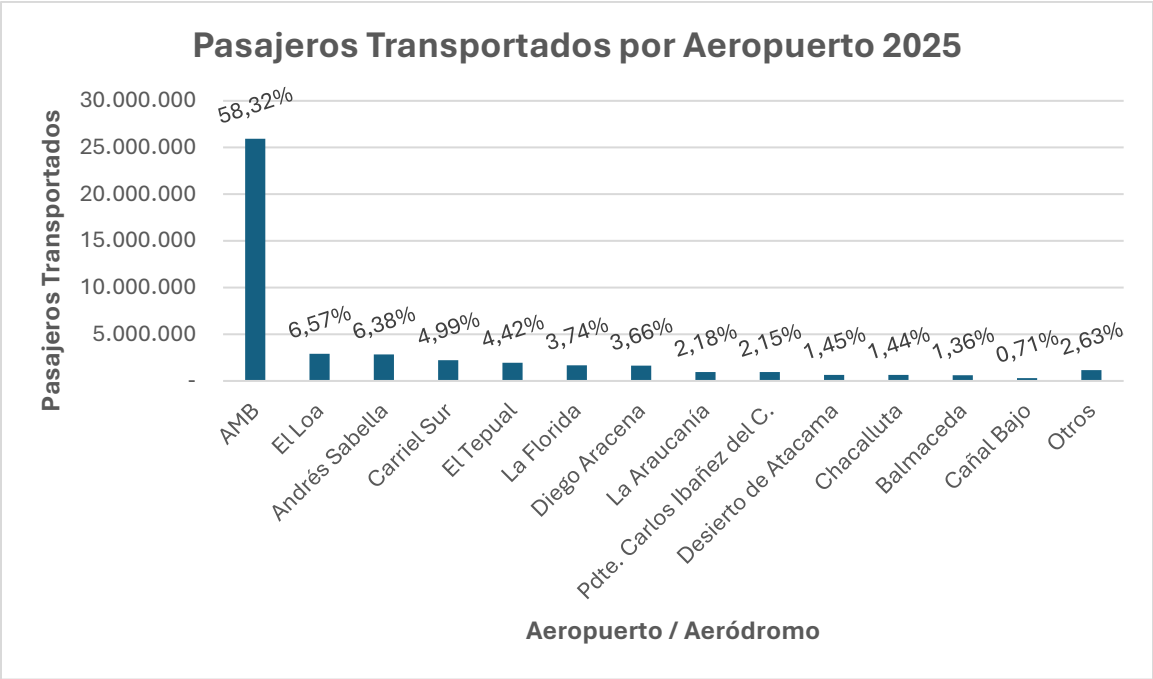


Gráfico 1.1 Pasajeros Transportados por Aeropuerto (2025)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la JAC

Precisamente por lo anterior, este estudio se centra en AMB y no en un aeropuerto de menor tamaño que pudiera servir como prueba piloto. Esta elección responde a dos criterios, el primero es de impacto, ya que al ser el terminal más grande y de mayor tráfico del país, AMB es donde la reducción de emisiones produce el beneficio ambiental más alto en términos absolutos, mientras que un aeropuerto pequeño ofrecería resultados limitados y poco representativos. El segundo es de factibilidad, dado que AMB ya cuenta con una base sólida en materia de descarbonización que vuelve realista el salto hacia niveles superiores. El aeropuerto opera con suministro eléctrico de fuentes renovables desde 2019, ha ejecutado programas de recambio a iluminación LED y mantiene un plan formal de gestión del carbono, con metas de reducir su huella en al menos un 40 % al 2030 y alcanzar cero emisiones netas al 2050 (Nuevo Pudahuel, 2021). Sobre esa base, en diciembre de 2025 obtuvo la certificación de Nivel 3 del programa ACA (Nuevo Pudahuel, 2025). Un aeropuerto sin estos avances previos partiría prácticamente desde cero, lo que haría inviable evaluar la transición hacia el Nivel 4 en un horizonte razonable.

No obstante, alcanzar la descarbonización de sus operaciones propias exige ir más allá del Nivel 3. El Nivel 4 del programa ACA requiere un compromiso de reducción absoluta de emisiones y una transformación operacional integral, requisitos que AMB aún no satisface plenamente. A ello se suma un marco normativo nacional que refuerza la pertinencia del proyecto, compuesto por la Ley Marco

de Cambio Climático (Ley 21.455) y la Ley de Eficiencia Energética (Ley 21.305), las cuales establecen obligaciones para grandes consumidores de energía y metas de neutralidad al 2050. En este contexto, el presente estudio se justifica por la necesidad de cerrar la brecha entre la certificación actual y los estándares internacionales de neutralidad de carbono, aprovechando además los beneficios económicos asociados a la eficiencia energética y la reducción de costos operacionales.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

- Evaluar la prefactibilidad técnica y económica de tecnologías de descarbonización que permitan al Aeropuerto Arturo Merino Benítez reducir en 40% sus emisiones de Alcance 1 y 2 al año 2030 respecto de 2022, conforme a la meta comprometida por el operador, y avanzar hacia el Nivel 4 del programa ACA y la certificación LEED O+M.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar y cuantificar las fuentes de emisión de Alcance 1 y 2 asociadas a las operaciones e infraestructura del aeropuerto, a partir de la línea base energética y de huella de carbono disponible.
- Proyectar el escenario tendencial de emisiones al año 2030 y determinar la brecha respecto de la meta comprometida por el operador.
- Dimensionar las alternativas tecnológicas aplicables a AMB: generación solar fotovoltaica, energía eólica, eficiencia energética en climatización e iluminación con sistemas BMS/EMS, electrificación de la demanda térmica y electrificación de la flota vehicular propia.
- Evaluar la viabilidad económica de las alternativas desde la perspectiva del concesionario mediante VAN, TIR, Payback y CAE, incorporando la inversión, los costos de operación, los ahorros operacionales y la valorización de las emisiones evitadas con el precio social del carbono.
- Proponer una hoja de ruta de implementación compatible con el plazo de la concesión, que priorice las medidas y verifique el cierre de la brecha al año 2030.
- Determinar los requisitos vigentes del Nivel 4 ACA y de LEED O+M, junto con el marco normativo aplicable, y el grado de cumplimiento que la cartera propuesta permite alcanzar respecto de cada uno.

1.3 Metodología

La metodología de este estudio adopta un enfoque mixto, que integra herramientas cualitativas y cuantitativas, con el fin de evaluar de forma completa la viabilidad técnica, económica y normativa de un plan de descarbonización para el Aeropuerto Arturo Merino Benítez, orientado a su cumplimiento de la meta propuesta por el mismo operador, así como su avance desde el Nivel 3 al Nivel 4 del programa Airport Carbon Accreditation y a la obtención de la certificación LEED O+M.

El componente cualitativo se basa en un análisis documental de la normativa nacional e internacional aplicable a la sostenibilidad aeroportuaria, junto con la revisión de los requisitos formales del Nivel 4 del programa ACA y del sistema LEED O+M. Este componente se complementa con un benchmarking respecto de aeropuertos que han implementado medidas de descarbonización sobre sus operaciones propias, como Delhi, Oslo y Changi, y de casos de electrificación térmica en Auckland, Bristol y Melbourne, con el objetivo de identificar brechas, buenas prácticas y tecnologías replicables en el contexto chileno.

El componente cuantitativo se estructura en dos ejes. El primero corresponde al diagnóstico de la línea base, mediante la cuantificación del consumo energético y de las emisiones de Alcance 1 y 2 del aeropuerto, a partir de los datos operacionales históricos entregados por la concesionaria Nuevo Pudahuel. El segundo eje corresponde a la evaluación económica de las tecnologías propuestas, para la cual se estiman la inversión inicial (CAPEX) y los costos de operación y mantenimiento (OPEX), y se determinan los indicadores de Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión (Payback) y Costo Anual Equivalente (CAE). Este último permite comparar tecnologías de distinta vida útil sobre una base anual homogénea.

La evaluación incorpora, además de los ahorros operacionales por menor consumo de energía y combustibles, la valorización de las emisiones de CO_2 evitadas mediante el precio social del carbono del Ministerio de Desarrollo Social y Familia, cuyo efecto se aísla comparando la evaluación con y sin esa valorización (MDSF, 2026).



Figura 1.1 Metodología a seguir

Fuente: Elaboración Propia a partir de guía OACI, 2022

1.4 Alcance

El alcance del presente estudio es de carácter exploratorio, debido a que aborda un área poco desarrollada en el país como es la transición hacia aeropuertos sostenibles bajo el programa Airport Carbon Accreditation y la certificación LEED.

Por otro lado, presenta un carácter explicativo al analizar la relación entre la incorporación de tecnologías de descarbonización y la reducción efectiva de emisiones de gases de efecto invernadero, junto con su impacto en la factibilidad económica del proyecto y en el cumplimiento de los requisitos del Nivel 4 del programa ACA y de la certificación LEED O+M.

Además, adopta un carácter descriptivo, ya que cuantifica la línea base de consumo energético y emisiones de Alcance 1 y 2 del aeropuerto, y evalúa las tecnologías propuestas mediante indicadores económicos como el VAN, la TIR, el Payback y el CAE. Por tratarse de un estudio de prefactibilidad, sus resultados corresponden a estimaciones con un margen razonable de aproximación y no a un diseño de ingeniería de detalle.

El estudio se centra en el Aeropuerto Arturo Merino Benítez, en su calidad de principal terminal aéreo del país tanto por volumen de pasajeros como por operaciones. Las tecnologías consideradas son la eficiencia energética en climatización e iluminación con sistemas de gestión BMS/EMS, la electrificación de la demanda térmica mediante bombas de calor, la generación solar fotovoltaica, la energía eólica y la electrificación de la flota vehicular propia del operador.

En el plano temporal, el estudio toma como línea base los datos históricos de consumo energético y emisiones más recientes disponibles, entregados por la concesionaria Nuevo Pudahuel. La evaluación económica de las tecnologías se desarrolla entre 2026 y el término de la concesión aeroportuaria, el 30 de septiembre de 2038, y se estructura en dos años de implementación y once de operación, el último de ellos de nueve meses.

En cuanto al nivel de acreditación, el enfoque apunta a avanzar desde el Nivel 3 actual hacia el Nivel 4 del programa ACA. El objetivo de reducción absoluta que exige este nivel considera como mínimo las emisiones de Alcance 1 y 2, correspondientes a las fuentes controladas directamente por el aeropuerto y a la electricidad adquirida a terceros, y es sobre estas donde se concentra la evaluación técnica y económica de las tecnologías propuestas. El Nivel 4 también requiere ampliar el inventario a todas las categorías relevantes del Alcance 3 y contar con un Plan de Asociación con Partes Interesadas que impulse a terceros a reducir sus emisiones. El aeropuerto ya mide parte de su Alcance 3 y cuenta con un plan de involucramiento de partes interesadas desde su acreditación en Nivel 3, por lo que ambos requisitos parten de una base existente que debe ampliarse (Airport Carbon Accreditation, 2026) . Esta dimensión del Alcance 3 se aborda de manera cualitativa dentro de la hoja de ruta, sin un análisis cuantitativo de medidas de reducción sobre dichas fuentes, ya que corresponden a operaciones aéreas y de terceros que escapan al control directo del operador aeroportuario.

Capítulo 2. Estado Del Arte

2.1 Antecedentes

El Aeropuerto Arturo Merino Benítez es el principal terminal aéreo del país y concentra el 58,32% del tráfico de pasajeros a nivel nacional (Junta de Aeronáutica Civil, 2025). Opera bajo un modelo de concesión administrado por el Estado de Chile a través del Ministerio de Obras Públicas (MOP) y su Dirección General de Concesiones. Este esquema se fundamenta en la Ley de Concesiones de Obras Públicas y permite la participación de privados en la construcción, modernización, operación y mantenimiento de infraestructura estratégica (Ministerio de Obras Públicas, 2015)

La administración, explotación y desarrollo del aeropuerto están a cargo de la sociedad concesionaria Nuevo Pudahuel, conformada por los grupos Aéroports de Paris (ADP), Vinci Airports y Astaldi, que opera el recinto desde 2015 bajo la marca Aeropuerto Santiago de Chile. El contrato de concesión se mantiene vigente hasta 2038 e incluye compromisos de inversión en infraestructura, eficiencia operativa, sostenibilidad ambiental y calidad de servicio (Nuevo Pudahuel, 2023).

En paralelo, la industria aeroportuaria enfrenta exigencias ambientales crecientes por su contribución a las emisiones de gases de efecto invernadero, en particular las asociadas a las operaciones terrestres y al consumo energético de edificios e infraestructura de apoyo (Airport Carbon Accreditation, 2023). Tras la recuperación de la pandemia, el tráfico aéreo global superó por primera vez los niveles de 2019 en 2024, alcanzando cerca de 9.500 millones de pasajeros, y se proyecta que se duplique hacia mediados de siglo, llegando a unos 18.700 millones en 2045 y 22.300 millones en 2053 (Airports Council International, 2025). Este crecimiento sostenido presiona la infraestructura aeroportuaria, especialmente en materia de sostenibilidad. Como respuesta, el sector adoptó el objetivo global de alcanzar emisiones netas cero (Net Zero Carbon) hacia 2050, con foco en las emisiones de alcance 1 y 2, que son las que están bajo control directo de los aeropuertos (Airports Council International, 2021).

Es importante definir el alcance de esa responsabilidad. La mayor parte de las emisiones que ocurren en un aeropuerto provienen de las aeronaves y corresponden a alcance 3, fuera del control directo del operador. En el caso del Aeropuerto Arturo Merino Benítez, las emisiones de alcance 1 representan el 2,0% del total, las de alcance 2 el 2,7% y las de alcance 3 el 95,3%, de modo que la gestión directa del concesionario se concentra en cerca del 5% de la huella total (Aeropuerto de Santiago, 2025). Este estudio se enfoca precisamente en ese ámbito controlable, donde las medidas técnicas tienen efecto medible y verificable.

Para estructurar la gestión y reducción de estas emisiones, el sector cuenta con la Airport Carbon Accreditation (ACA), administrada por el Airport Council International (ACI). Es el único estándar global de gestión de carbono específico para aeropuertos y organiza el proceso en siete niveles de certificación progresivos: Nivel 1, Nivel 2, Nivel 3, Nivel 3+, Nivel 4, Nivel 4+ y Nivel 5 (Airport Carbon Accreditation, 2023). En América Latina y el Caribe el programa ha mostrado una adopción acelerada: a 2025 la región cuenta con 103 aeropuertos acreditados en 16 países, lo que la posiciona como la segunda región del mundo con mayor número de terminales certificadas después de Europa (Airport Carbon Accreditation, 2024).

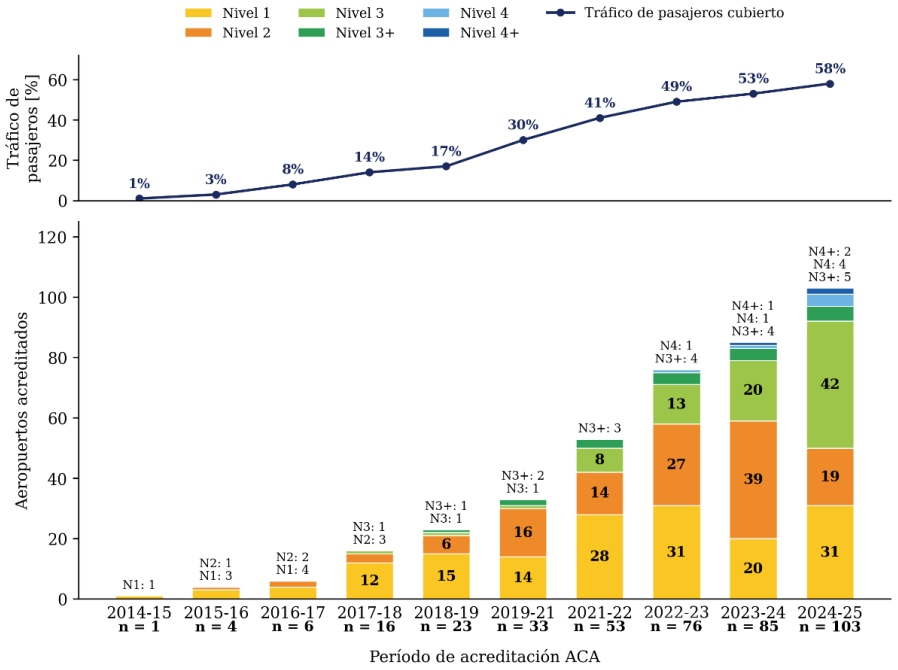


Gráfico 2.1. Aeropuertos latinoamericanos acreditados a la ACA desde 2015 y su influencia en el tráfico aéreo de la región.

Fuente: Reporte Anual (Airport Carbon Accreditation, 2025a)

En diciembre de 2025, el Aeropuerto Arturo Merino Benítez obtuvo la acreditación de Nivel 3 "Optimización" del programa ACA (Nuevo Pudahuel, 2025). Este nivel acredita que el aeropuerto mide su huella de carbono en los tres alcances (1, 2 y 3), cuenta con un plan formal de reducción de emisiones y mantiene un plan de participación de partes interesadas (SEP) que incorpora a terceros como aerolíneas, operadores logísticos y servicios de asistencia en tierra. Entre las medidas ya implementadas destacan el suministro de electricidad 100% renovable mediante contrato con certificación I-REC desde 2019, la operación de una planta solar fotovoltaica de autoconsumo, el recambio de luminarias a tecnología LED, la incorporación de vehículos eléctricos a la flota y la

implementación de un sistema de gestión de energía conforme a la norma ISO 50001 (Aeropuerto de Santiago, 2025; Nuevo Pudahuel, 2023). Como referencia de magnitud, la huella de alcance 1 y 2 del aeropuerto se situó en torno a 14.712 tCO2e en 2024, con metas comprometidas de reducción del 40% al 2030 y cero emisiones netas al 2050 (Aeropuerto de Santiago, 2025).

Esta posición permite proyectar una evolución hacia el Nivel 4 "Transformación", que exige un compromiso de reducción absoluta de emisiones alineado con la trayectoria de 1,5 °C, un inventario que incorpore todas las categorías relevantes del Alcance 3, un Plan de Gestión del Carbono que respalde dicha meta y un fortalecimiento del trabajo con terceros (Airport Carbon Accreditation, 2026). Avanzar a ese nivel requiere que el aeropuerto concentre sus esfuerzos en cuatro áreas estratégicas: la incorporación de fuentes de energía renovable para abastecer directamente sus operaciones, la electrificación de la demanda térmica, la optimización del consumo energético y de los procesos operacionales, y la electrificación de la flota propia.

En materia de consumo energético, los aeropuertos presentan demandas comparables a las de una ciudad de tamaño medio, concentradas principalmente en los sistemas de iluminación, calefacción, ventilación y aire acondicionado. En este contexto resulta fundamental implementar mecanismos de trazabilidad energética y estrategias de reducción del consumo, con el fin de optimizar la eficiencia operativa y disminuir el impacto ambiental asociado al uso de fuentes no renovables (Sleiman & Ouf, 2025).

Una segunda línea prioritaria es la electrificación de la demanda térmica. Una bomba de calor no produce calor por combustión, sino que lo extrae del aire, del suelo o del agua y lo eleva mediante un ciclo de compresión accionado eléctricamente. En equipos aire-agua esto le permite entregar más de tres unidades de calor por cada unidad de electricidad consumida (Danish Energy Agency, 2025) . Su adopción traslada las emisiones de las calderas desde el Alcance 1 al consumo eléctrico, cuyo impacto disminuye a medida que el sistema eléctrico se descarboniza. La experiencia aeroportuaria reciente confirma su aplicabilidad a gran escala. El Aeropuerto de Auckland puso en operación once bombas de calor de unos 600 kW cada una en su terminal internacional de 141.000 m², en reemplazo de una planta a gas natural que funcionó por más de cincuenta años. La calefacción y la refrigeración de ese terminal representaban históricamente entre 30% y 40% de las emisiones de Alcance 1 y 2 del aeropuerto (Auckland Airport, 2026). El Aeropuerto de Bristol inició en 2026 la construcción de un centro de energía con 22 bombas de calor aerotérmicas y una caldera eléctrica para retirar las calderas a gas del terminal. En ese aeropuerto el gas representa el 45% del Alcance 1, y la reducción estimada es de 625 tCO2e anuales (Bristol Aiport, 2026). En Melbourne, dada la operación continua del

terminal, la conversión mantuvo las calderas más nuevas como respaldo para la demanda punta y los episodios de frío extremo (AECOM, 2026) .

La evidencia reciente indica que estas tecnologías rinden más cuando se planifican de forma conjunta. Algunos autores modelaron escenarios donde la disposición óptima de generación fotovoltaica, infraestructura de carga para vehículos eléctricos y sistemas de almacenamiento estacionario (BESS) permitió reducir hasta un 35% el consumo eléctrico, mejorar la resiliencia operativa y acortar los plazos de retorno financiero (ALAhmad et al., 2025). Este enfoque integrado maximiza el aprovechamiento de la energía renovable generada localmente, que puede actuar como activo energético para balancear la carga del sistema, algo especialmente relevante en entornos de alta variabilidad y operación continua como los aeropuertos.

Además, a las medidas de generación y electrificación se suma la optimización de procesos. Las herramientas de monitoreo, automatización y algoritmos predictivos pueden generar reducciones inmediatas de entre 10% y 20% en las emisiones asociadas al uso energético de las instalaciones, sin requerir grandes inversiones iniciales (Mohd Hasan Wong et al., 2024). Por su parte, el acceso terrestre, que representa aproximadamente entre 2% y 3% de las emisiones de algunos aeropuertos, constituye un foco adicional donde medidas como la electrificación de buses, la promoción del transporte público multimodal y la restricción progresiva del automóvil privado resultan costo-efectivas para avanzar hacia los niveles superiores del programa (Mahesh & Calvert, 2025).

Para respaldar la distribución de estas emisiones directas se incorpora el inventario del Friedman Memorial Airport (SUN), que clasifica las fuentes según su grado de control operativo. Según dicho estudio, alrededor del 3,5% del total de emisiones generadas en el aeropuerto proviene de fuentes bajo responsabilidad directa del operador, tales como el consumo energético de instalaciones, la flota propia y los servicios auxiliares (SUN Friedman Memorial Airport, 2022). Esta proporción es coherente con el perfil del Aeropuerto Arturo Merino Benítez, donde el operador controla directamente cerca del 5% de la huella total.

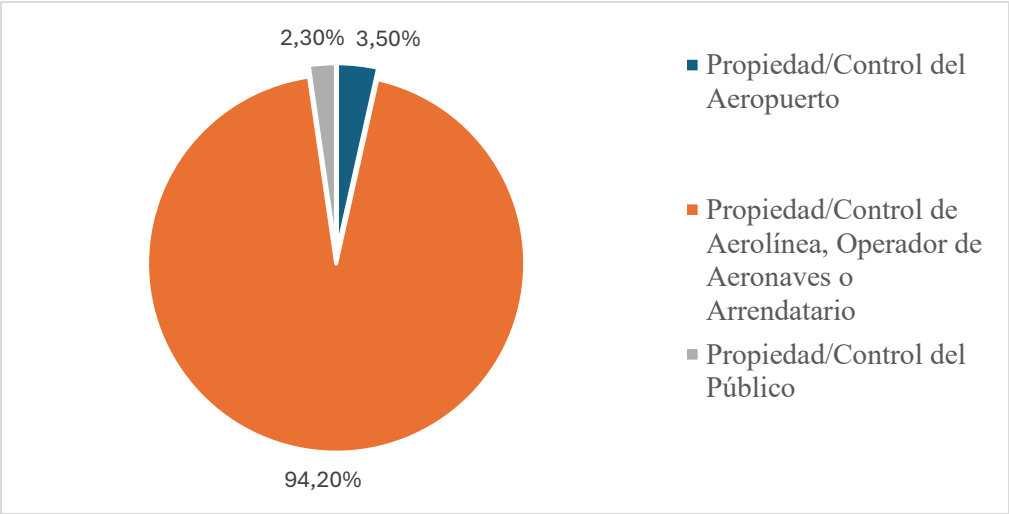


Gráfico 2.2. Fuentes de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a Nivel Aeroportuario

Fuente: GHG Emissions Inventory, SUN Friedman Memorial Airport

Al desagregar las emisiones controladas directamente por el operador, el inventario del Friedman Memorial Airport identifica que la mayor proporción proviene del consumo de energía eléctrica comprada para abastecer instalaciones fijas, que representa cerca del 50% de las emisiones propias del aeropuerto. Estas instalaciones incluyen sistemas de climatización, iluminación, equipos electrónicos, generadores de respaldo, bombas y cintas transportadoras. En segundo lugar se ubican las emisiones por uso de gas natural, destinado principalmente a calefacción y agua caliente sanitaria, con cerca de un 30% del total, seguidas por los equipos de asistencia en tierra y la flota vehicular (GSE) con un 14,5% (SUN Friedman Memorial Airport, 2022).

Tabla 2.1.- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Controladas para Friedman Memorial Airport

2020		
Categoría de Usuario/ Fuente	**CO2 (metric tons/year)**	**% por usuario**
Emisiones de Gases de Efecto Invernadero a Nivel Aeroportuario		
Instalaciones fijas – energía eléctrica comprada	384	50,0%
Instalaciones fijas – gas natural	228	29,7%
Equipos de asistencia en tierra / Flota de vehículos	111	14,5%
Vehículos de acceso terrestre		0,0%
Desplazamiento de empleados (todas las vías)	32	4,2%
Viajes en autos de alquiler (dentro del aeropuerto)	3	0,4%
Vehículos de pasajeros (dentro del aeropuerto)	10	1,3%
Subtotal	**768**	**100,0%**

Fuente: GHG Emissions Inventory, SUN Friedman Memorial Airport

Esta desagregación permite dilucidar prioridades claras de intervención. Dado que la mayor parte de la contaminación bajo control directo del aeropuerto se origina en el consumo de electricidad para instalaciones fijas (clasificado como alcance 2) y, en segundo orden, en el uso de combustibles para climatización y en la flota terrestre, las estrategias de eficiencia energética, generación renovable propia y electrificación de equipos se perfilan como las de mayor impacto para el Aeropuerto Arturo Merino Benítez en su tránsito hacia el Nivel 4 del programa ACA. Estas líneas, junto con los lineamientos técnicos de mitigación reconocidos por el sector (OACI, 2022), estructuran el desarrollo de la presente memoria.

2.1.1 Casos Internacionales de Descarbonización Aeroportuaria

Para ilustrar cómo se materializan las estrategias descritas, se revisan tres aeropuertos con grados distintos de avance y enfoques complementarios, junto con dos referentes metodológicos del Reino Unido. Cada caso aporta una pieza al diseño de la propuesta para el Aeropuerto Arturo Merino Benítez: gestión integral del carbono, eficiencia en la edificación y generación solar a escala.

Aeropuerto Internacional Indira Gandhi (Nueva Delhi, India)

Es el principal referente regional en gestión del carbono. En 2016 se convirtió en el primer aeropuerto de Asia-Pacífico en alcanzar la neutralidad de carbono, acreditando el Nivel 3+ “Neutralidad”, el más alto del programa en ese momento. En noviembre de 2020 fue el primero de la región en obtener el Nivel 4+ “Transición”, con una meta declarada de cero emisiones netas al 2030 (ACI World, 2021). Su avance se apoya en una hoja de ruta escalonada: primero la cuantificación de la huella en los tres alcances, luego la implementación de un sistema de gestión energética certificado y, sobre esa base, la reducción efectiva mediante generación solar en techos y terrenos del recinto, electrificación progresiva de la flota terrestre, sistemas inteligentes de monitoreo energético y programas de gestión de residuos, reutilización de aguas y reforestación, complementados con mecanismos de compensación verificados. El caso muestra que el tránsito al Nivel 4 es resultado de combinar acciones tecnológicas, operativas y de trabajo con terceros, y no de una medida aislada (ACI World, 2021).

Aeropuerto de Oslo (Noruega)

Es el referente en eficiencia energética de la edificación. Con la apertura de su nueva terminal en 2017, se convirtió en el primer aeropuerto del mundo en obtener la calificación BREEAM “Excellent”. El uso intensivo de madera y materiales de baja huella redujo en torno a un 35% las emisiones de CO2 del edificio, mientras que el consumo energético de la ampliación se redujo en más de un 50% respecto del terminal anterior, alcanzando estándares de passive house (BuildingSMART,

2018). La operación aprovecha condiciones locales: almacena nieve del invierno bajo aserrín para usar el agua de deshielo como refrigerante en verano, y emplea aguas grises y energía geotérmica para calefacción (Avinor Oslo Airport, 2017). En movilidad terrestre, Oslo incorporó la primera flota de buses de plataforma 100% eléctricos de Escandinavia y su operador, Avinor, se ha fijado la meta de que sus operaciones propias sean libres de combustibles fósiles al 2030. Conviene precisar que las cifras de electrificación cercanas al 90% de los equipos de rampa corresponden a operadores de asistencia en tierra específicos que trabajan en el recinto, y no al total de la flota del aeropuerto (Avinor Oslo Airport, 2017).

Aeropuerto de Changi (Singapur)

Es el referente en generación solar a gran escala. En colaboración con la empresa Keppel, Changi Airport Group desarrolló el sistema fotovoltaico de un solo emplazamiento más grande de Singapur, con una capacidad combinada de 43 MWp: 38 MWp en techos y 5 MWp en una superficie de 40.000 m2 dentro del campo aéreo, fuera de las zonas operacionales de aeronaves, siendo la primera instalación solar en pista del aeropuerto (Changi Airport, 2025). El sistema permite reducir aproximadamente 20.000 toneladas anuales de CO2, equivalentes a cerca del 10% del consumo energético del aeropuerto en 2019. De forma complementaria, se instaló un sistema de 640 kWp en el centro de mantenimiento y almacenamiento, que recorta cerca del 50% de las emisiones de ese recinto. El proyecto se planificó bajo estrictos estándares de seguridad operacional, con simulaciones para descartar efectos de deslumbramiento (glare y glint) sobre controladores y pilotos y para no interferir con los sistemas de navegación y vigilancia (Future Travel Experience, 2024).

Referentes metodológicos: Reino Unido

Más allá de los casos de implementación, dos estudios aportan herramientas de evaluación. Hemmings et al. (2023) proponen un marco de 65 indicadores, organizados en dimensiones como ambición temporal, inclusión de emisiones por alcance, transparencia institucional y gobernanza, y lo aplican mediante un benchmarking documental a catorce aeropuertos del Reino Unido. El método permite comparar la solidez de los planes net-zero y detectar brechas frecuentes, como la omisión de emisiones de alcance 3 o la dependencia excesiva de compensaciones sin verificación (Hemmings et al., 2023). Por su parte, Parhamfar (2024) realiza una revisión comparativa de experiencias internacionales centrada en energías renovables, automatización y eficiencia, y plantea el uso de redes neuronales artificiales y aprendizaje automático para predecir la demanda energética y reducir consumos en horarios críticos, con reducciones reportadas de hasta 36,5% (Parhamfar, 2024).

En conjunto, estos casos confirman las cuatro líneas que estructuran el presente estudio: generación renovable propia, electrificación de la demanda térmica, eficiencia y optimización del consumo energético, y electrificación de la flota propia, todas aplicables al contexto del Aeropuerto Arturo Merino Benítez en su tránsito hacia el Nivel 4 del programa ACA.

2.1.2 Principales Autores

Diversos autores han contribuido al desarrollo del conocimiento en torno a la descarbonización aeroportuaria, y sus aportes orientan las decisiones técnicas de esta memoria. Hemmings et al. (2023) proponen un marco de evaluación de 65 criterios para medir la robustez de los planes net-zero de los aeropuertos del Reino Unido, vinculados a alcance, ambición, gobernanza y mitigación real. Su trabajo aporta una referencia metodológica para revisar la consistencia de las políticas climáticas aeroportuarias y para detectar brechas comunes, como la omisión de emisiones de alcance 3 o el uso excesivo de compensaciones sin verificación.

En eficiencia energética de instalaciones, Sleiman y Ouf (2025) revisan las prácticas energéticas y la calidad ambiental interior (IEQ) de los terminales, asociando la iluminación, la ventilación y la climatización con la huella de carbono del edificio. Su revisión justifica el foco en sistemas HVAC, iluminación LED y gestión energética como vías de reducción directa.

En generación renovable y transporte terrestre, Yadav et al. (2024) modelan esquemas híbridos de generación solar y eólica aplicados a un aeropuerto, mientras que Mahesh y Calvert (2025) revisan la sostenibilidad del transporte de acceso al terminal (landside). Ambos amplían el espectro de soluciones viables para avanzar hacia la neutralidad de emisiones en entornos aeroportuarios.

Para orientar de manera rigurosa la propuesta, esta memoria se apoya además en los lineamientos del programa Airport Carbon Accreditation, estándar internacional para la gestión y reducción de emisiones de carbono en aeropuertos, y en publicaciones técnicas como GHG Management and Mitigation at Airports, que detallan estrategias prácticas de mitigación, modelos de financiamiento y criterios de planificación energética coherentes con la meta de carbono-neutralidad al 2050 establecida por la OACI (OACI, 2022).

2.2 Marco Teórico

Este marco teórico organiza los conceptos que se ven en este estudio en torno a tres preguntas. Primero, cómo se miden y gestionan las emisiones de gases de efecto invernadero de un aeropuerto. Segundo, bajo qué estándares se certifica esa gestión y cómo esos estándares obligan a fijar una meta. Y tercero, mediante qué tecnologías y bajo qué exigencias normativas se materializa la reducción. En un estudio de prefactibilidad, la contabilidad de emisiones define la línea base, los estándares de certificación fijan la meta, y las tecnologías junto con la normativa determinan el espacio de soluciones disponible y sus restricciones.

La gestión estructurada del "carbono aeroportuario" es un fenómeno relativamente reciente. Su hito ordenador fue el lanzamiento del programa Airport Carbon Accreditation en 2009 por parte del Consejo Internacional de Aeropuertos de Europa (ACI Europe), extendido posteriormente al resto de las regiones del mundo. Este programa transformó lo que hasta entonces eran iniciativas ambientales aisladas en un marco escalonado, con requisitos comunes para toda la industria y huellas de carbono auditadas por terceros independientes (ACI, 2024).

Sobre toda esta base se ha consolidado un acuerdo técnico en la industria: la descarbonización aeroportuaria se construye combinando eficiencia energética, generación renovable, electrificación de flotas terrestres y compromiso de terceros, con el respaldo de marcos internacionales como el Acuerdo de París y las metas de largo plazo de la OACI (OACI, 2022).

2.2.1 Descarbonización aeroportuaria y contabilidad de emisiones

Para efectos de este estudio, se entiende por descarbonización aeroportuaria el proceso de reducción progresiva y medible de las emisiones de GEI asociadas a la operación de un aeropuerto, hasta alcanzar idealmente la neutralidad de carbono. Esta definición tiene dos implicancias que conviene destacar. La primera es que descarbonizar no equivale únicamente a incorporar tecnología limpia, ya que exige un sistema de gestión que mida, reporte y verifique las emisiones de forma sistemática, porque sin una línea base no es posible acreditar la existencia de reducción alguna. La segunda es que el punto de partida de cualquier estrategia es definir con precisión qué emisiones se contabilizan y quién responde por ellas.

Esa definición de emisiones contabilizadas sigue la lógica de alcances (Scopes) del GHG Protocol, adoptada por el programa ACA como base de su contabilidad. El Alcance 1 agrupa las emisiones directas controladas por el operador aeroportuario, principalmente la combustión de los vehículos y equipos de operación: flotas de servicio terrestre, equipos de mantenimiento, generadores de emergencia y sistemas de calefacción o refrigeración alimentados con combustibles fósiles. El

Alcance 2 corresponde a las emisiones indirectas asociadas a la compra de electricidad, vapor, calor o refrigeración. Aunque estas emisiones ocurren físicamente en las instalaciones donde se genera la energía, se contabilizan en el inventario del aeropuerto porque son consecuencia directa de su demanda energética, concentrada en los edificios terminales, la iluminación de pistas y calles de rodaje, la climatización y los equipos de seguridad y navegación (Airport Carbon Accreditation, 2023).

El Alcance 3 reúne las demás emisiones indirectas, que no están bajo el control del operador, pero sí bajo su influencia: la operación de las aeronaves, el transporte de pasajeros y trabajadores hacia el terminal y las actividades de concesionarios y terceros. En términos de magnitud, este alcance representa la mayor parte de la huella de carbono de un aeropuerto (EASA, 2024).

De esta clasificación se desprende una asimetría que estructura tanto el diseño del programa ACA como el alcance de este estudio: las emisiones más grandes son las que el aeropuerto menos controla, y las que controla directamente son una fracción menor del total. El caso de AMB lo ilustra con nitidez, ya que el Alcance 3 concentra sobre el 95% de su huella y los Alcances 1 y 2 en conjunto representan menos del 5%, según el inventario del operador que se detalla en el Capítulo 3. Por eso el programa ACA comienza exigiendo gestión sobre los Alcances 1 y 2, que constituyen las palancas de acción directa del operador, e incorpora el Alcance 3 en los niveles superiores a través del trabajo con terceros. Por la misma razón, este estudio cuantifica los Alcances 1 y 2 y aborda el Alcance 3 de manera cualitativa, en coherencia con los requisitos del nivel de acreditación al que se aspira.

2.2.2 Programa Airport Carbon Accreditation (ACA)

El Airport Carbon Accreditation es el único programa de certificación de gestión de carbono específico para aeropuertos que cuenta con respaldo institucional a nivel global. Creado por ACI, proporciona un marco común y una herramienta de gestión activa del carbono con resultados medibles, sobre la base de huellas de carbono verificadas de forma independiente conforme a la norma ISO 14064 (ACI, 2024). A la fecha, más de 600 aeropuertos en cerca de un centenar de países participan del programa en alguno de sus niveles (Airport Carbon Accreditation, 2025).

El programa clasifica a los aeropuertos en siete niveles de acreditación, que describen una progresión lógica: primero medir, luego reducir, después involucrar a terceros y, finalmente, transformar la operación hacia reducciones absolutas compatibles con el Acuerdo de París. Los dos niveles intermedios con signo positivo (3+ y 4+) agregan a sus niveles base la compensación de las emisiones residuales, mientras que el Nivel 5, incorporado en diciembre de 2023, exige mantener un balance

neto cero en los Alcances 1 y 2 (Airport Carbon Accreditation, 2025). La Figura 2.1 resume los requisitos de cada nivel.



Figura 2.1. Niveles de acreditación del programa ACA

Fuente: Airport Carbon Accreditation (2025)

El aeropuerto AMB participa del programa desde 2017 y el 18 de diciembre de 2025 obtuvo la certificación de Nivel 3, denominado Optimización (Nuevo Pudahuel, 2025). Este nivel acredita que la gestión de emisiones del aeropuerto se amplió más allá de su control directo, lo que implicó medir las emisiones indirectas de Alcance 3, elaborar un plan de trabajo con los distintos actores de la comunidad aeroportuaria e incorporar a aerolíneas, operadores logísticos y servicios terrestres en la estrategia de reducción de carbono.

El logro se apoya en medidas ya implementadas, como el suministro eléctrico de fuentes renovables, el recambio de calderas de la planta térmica y los programas de eficiencia en climatización e iluminación. Sobre ese avance, el operador y sus accionistas tienen comprometidas dos metas: reducir

en 40% la huella de carbono del aeropuerto al año 2030, respecto del año base 2022, y alcanzar emisiones netas cero al 2050 (Aeropuerto de Santiago, 2025).

El salto desde el Nivel 3 hacia el Nivel 4, objetivo central de este estudio, no es incremental sino cualitativo. Para alcanzar el Nivel 4, el aeropuerto debe establecer una meta de reducción absoluta de emisiones que incluya, como mínimo, la totalidad de los Alcances 1 y 2, alineada con la trayectoria de 1,5 °C y fijada al menos diez años después de la postulación, sin exceder 2050. La alineación con 2 °C solo se admite cuando la meta nacional del país corresponde a esa trayectoria. Además, debe ampliar su inventario a todas las categorías relevantes del Alcance 3, incluido el vuelo completo de las aeronaves, definir un Plan de Gestión del Carbono de largo plazo orientado a esas reducciones absolutas y demostrar que impulsa activamente a terceros a concretar reducciones propias (Airport Carbon Accreditation, 2026). La diferencia de fondo está en la carga de la prueba: mientras el Nivel 3 acredita que el aeropuerto involucra a terceros en la medición y gestión, el Nivel 4 exige demostrar una trayectoria de reducción absoluta y una transformación operacional planificada. Son precisamente esos requisitos los que definen los criterios con que este estudio evalúa las tecnologías de descarbonización aplicables al AMB.

El Nivel 4 exige fijar una meta de reducción absoluta, pero no indica cómo construirla. Para eso, la guía de la OACI sobre gestión y mitigación de GEI en aeropuertos recoge la metodología de ACI en cinco pasos (OACI, 2022):

1. Mapear la huella de carbono.
2. Explorar medidas de reducción.
3. Analizar trayectorias y refinar la meta.
4. Desarrollar la hoja de ruta.
5. Ejecutarla con seguimiento anual.

De esa metodología se desprenden tres definiciones que condicionan el diseño de este estudio. La primera es el año base, que ACI Europe recomienda fijar en 2010 para alinearse con los escenarios de descarbonización del IPCC, admitiendo otro año cuando no existan datos disponibles siempre que la elección se justifique. La segunda es que las medidas se prioricen por plazo de implementación, costo, potencial de reducción y factibilidad técnica. La tercera es que las trayectorias resultantes se comparen contra un escenario tendencial sin intervención, y que la meta final combine un objetivo de reducción absoluta con un objetivo de remoción para las emisiones residuales (OACI, 2022). Esos son los criterios que este estudio traduce en su evaluación económica, y el escenario tendencial es el contrafactual contra el cual se mide el beneficio de cada tecnología.

Sobre esa base, este estudio no formula una meta propia sino que adopta la ya comprometida por el operador y sus accionistas: 40% de reducción de la huella de carbono al 2030 sobre el año base 2022, y emisiones netas cero al 2050. La decisión tiene una razón práctica. Una meta paralela obligaría a justificar por qué difiere de la del concesionario y restaría utilidad al resultado, mientras que trabajar sobre la meta vigente convierte la pregunta del estudio en una pregunta de brecha: si el conjunto de tecnologías evaluadas permite cerrar el 40% al 2030 y sostener la trayectoria posterior dentro del plazo de la concesión, que termina el 30 de septiembre de 2038. Ese plazo fija el horizonte de la evaluación económica de esta memoria y ubica el análisis entre ambos hitos, cubriendo por completo el tramo hasta 2030 y los ocho años siguientes del camino hacia la neutralidad.

2.2.3 La certificación LEED como estándar complementario.

Junto con la acreditación ACA, este estudio considera la certificación LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) como estándar complementario. LEED es el sistema de certificación de edificación sostenible más utilizado a nivel mundial, desarrollado por el U.S. Green Building Council (USGBC). Opera mediante un sistema de puntos: los proyectos deben cumplir prerrequisitos obligatorios y luego acumulan créditos en categorías como energía, agua, materiales, transporte y calidad del ambiente interior. El puntaje total determina el nivel de certificación: Certificado entre 40 y 49 puntos, Plata entre 50 y 59, Oro entre 60 y 79 y Platino desde 80 puntos (USGBC, 2025).

Dentro de la familia LEED, la variante pertinente para AMB es LEED para Operación y Mantenimiento (O+M), diseñada para edificios existentes que han estado operativos y ocupados durante al menos un año. A diferencia de las variantes de diseño y construcción, LEED O+M certifica el desempeño operacional medido del edificio durante un período de evaluación, con foco en el consumo real de energía y agua, la gestión de residuos, el transporte y la experiencia de los ocupantes, y contempla ciclos de recertificación periódica que obligan a sostener el desempeño en el tiempo (USGBC, 2025). Cabe señalar que el USGBC publicó en abril de 2025 la versión LEED v5 del sistema, y que el registro de proyectos nuevos bajo las versiones v4 y v4.1 cerró el 30 de junio de 2026 (USGBC, 2026). Para un recinto sin certificación previa, como AMB, la ruta de certificación en el horizonte de este estudio corresponde en consecuencia a LEED v5 O+M. La aplicación de este estándar en infraestructura aeroportuaria ya tiene precedente regional. En 2021 el Aeropuerto El Dorado de Bogotá se convirtió en el primer aeropuerto del mundo en obtener la certificación LEED Platino en operación y mantenimiento de edificios existentes, versión 4.1, tras una evaluación de doce meses en la que la eficiencia energética fue uno de los aspectos considerados (OACI, 2022).

La complementariedad entre ambos estándares explica su tratamiento conjunto en esta memoria. ACA certifica el proceso de gestión de carbono del operador aeroportuario, mientras que LEED O+M

certifica el desempeño ambiental operacional de la infraestructura. Las medidas que este estudio evalúa para avanzar hacia el Nivel 4 de ACA, como la eficiencia energética en climatización e iluminación o la generación renovable en sitio, son al mismo tiempo las que otorgan mayor puntaje en la categoría de energía de LEED, de modo que una misma inversión contribuye a ambas certificaciones. Sobre esa base, el estudio adopta como meta la certificación LEED O+M en categoría Oro, con la categoría Plata como piso mínimo aceptable.

2.2.4 Tecnologías de descarbonización aeroportuaria.

Las tecnologías de descarbonización disponibles para un aeropuerto pueden ordenarse según el alcance de emisiones sobre el que actúan. Las emisiones de Alcance 1 se abordan principalmente mediante la electrificación de los sistemas térmicos que hoy dependen de combustibles fósiles y de la flota vehicular propia. Las de Alcance 2 se reducen por dos vías complementarias: disminuir la demanda de energía mediante eficiencia energética y sustituir el origen de la energía consumida mediante generación renovable en sitio. El orden de prioridad entre ambos frentes no es indiferente. La guía de la OACI señala que en la mayoría de los aeropuertos la electricidad y el calor comprados constituyen la mayor fuente de emisiones, por lo que la eficiencia en iluminación y climatización y la generación renovable suelen concentrar el mayor potencial de reducción (OACI, 2022), condición que se cumple en AMB cuando su Alcance 2 se contabiliza bajo el criterio location based. Este mapeo entre tecnología y alcance ordena el análisis técnico de los capítulos siguientes.

En el frente del Alcance 1, la clasificación de los equipos de apoyo terrestre (GSE, por sus siglas en inglés) depende de quién los opera. Se trata de un parque heterogéneo que incluye tractores de remolque de aeronaves, cargadores de cinta y de contenedores, tractores de equipaje y camiones de servicio, varios de los cuales ya operan en versión eléctrica (Liu et al., 2024). En los aeropuertos donde el operador presta directamente los servicios de asistencia en tierra, estos equipos forman parte de su Alcance 1 y constituyen una fuente relevante de emisiones directas. En AMB esos servicios los prestan empresas de rampa, de modo que sus emisiones se contabilizan en el Alcance 3 del operador, y el Alcance 1 móvil se limita a la flota propia del concesionario. Esta distinción fija el alcance de la medida. El estudio dimensiona la electrificación de la flota propia, que reduce el inventario del operador, y la infraestructura de carga en plataforma, que no reduce ese inventario pero habilita la transición de los equipos de terceros, cuya gestión el programa ACA incorpora desde el Nivel 3 y profundiza en el Nivel 4.

En el frente de la demanda energética, la evidencia internacional indica que las mayores oportunidades de reducción se concentran en la climatización y la iluminación, por lo que las actualizaciones de equipos HVAC y de luminarias figuran entre las medidas de mitigación con mayor

potencial en aeropuertos (OACI, 2022). Los terminales han incorporado sistemas HVAC inteligentes, sensores de presencia y plataformas centralizadas de gestión energética (BMS/EMS) que ajustan el consumo a la ocupación real de los espacios. En iluminación, el recambio hacia tecnología LED es la medida de menor plazo de implementación y de resultado más directamente atribuible. En el Aeropuerto Internacional de Sharjah, en los Emiratos Árabes Unidos, una auditoría energética identificó que el 28% del consumo correspondía a iluminación, y el programa de recambio posterior generó en el terminal de carga un ahorro anual estimado de 617.773 kWh, equivalente a unas 263 toneladas de CO2 y a AED 271.820 al año (OACI, 2022).

En cuanto a la generación renovable en sitio, la energía solar fotovoltaica es la tecnología con mayor grado de adopción en aeropuertos, por una razón estructural: los recintos aeroportuarios disponen de grandes superficies despejadas y libres de sombra, tanto en cubiertas como en terrenos perimetrales, y su perfil de demanda diurno coincide con las horas de generación solar. La experiencia internacional muestra un rango amplio de resultados según la escala del proyecto y el recurso local: el Aeropuerto Internacional de Cochín, en India, se convirtió en el primer aeropuerto del mundo alimentado completamente con energía solar; el aeropuerto de George, en Sudáfrica, cubre más del 40% de su demanda eléctrica con generación fotovoltaica propia; y el Aeropuerto Internacional de Denver opera plantas solares que aportan cerca del 6% de sus necesidades energéticas (Mizrak et al., 2025). En el caso de AMB, que ya cuenta con suministro eléctrico de fuentes renovables y con una planta fotovoltaica propia (Aeropuerto de Santiago, 2025), el valor incremental de ampliar la generación en sitio radica menos en el cambio de matriz y más en la adición, estabilidad de costos energéticos y la resiliencia operacional frente a la red.

La energía eólica, por su parte, presenta una dependencia crítica del recurso local y restricciones propias del entorno aeronáutico, como las superficies limitadoras de obstáculos y las potenciales interferencias con sistemas de radar y navegación, que condicionan la altura y ubicación de los aerogeneradores (OACI, 2025). Su viabilidad para el caso específico de AMB, considerando el régimen de vientos de la cuenca de Santiago, se evalúa en el análisis técnico del Capítulo 3.

Estas tecnologías no son independientes entre sí. La electrificación de flotas aumenta la demanda eléctrica que la eficiencia busca reducir y que la generación renovable busca abastecer, de modo que su dimensionamiento debe realizarse de forma conjunta y no como suma de proyectos aislados. Ese enfoque integrado es el que adopta la propuesta metodológica de este estudio.

2.2.5 Marco normativo y regulatorio.

El marco normativo que condiciona la descarbonización de AMB opera en tres niveles: los compromisos climáticos internacionales, la legislación nacional chilena y las normas técnicas voluntarias que estructuran los sistemas de gestión.

En el plano internacional, el Acuerdo de París de 2015 estableció la meta de limitar el aumento de la temperatura global muy por debajo de los 2 grados Celsius, referencia que el programa ACA incorpora explícitamente en los requisitos de sus niveles superiores. En el sector aeronáutico, la OACI tradujo ese compromiso en una meta de largo plazo de emisiones netas cero de carbono para la aviación internacional al año 2050, adoptada por sus Estados miembros en la 41ª Asamblea de 2022 (OACI, 2022). De manera complementaria, la OACI administra el Sistema de Compensación y Reducción de Carbono para la Aviación Internacional (CORSIA), un mecanismo de mercado bajo el cual las aerolíneas deben compensar mediante créditos de carbono las emisiones de CO2 que no logran mitigar por avances tecnológicos u operacionales, y que obliga a los operadores aéreos con emisiones anuales superiores a 10.000 toneladas de CO2 en vuelos internacionales a reportarlas anualmente ante su autoridad nacional (Jiang & Liu, 2025). Aunque CORSIA regula a las aerolíneas y no a los aeropuertos, estos cumplen un rol relevante, al proveer la infraestructura energética y logística que hace posible las reducciones del sector (Jiang & Liu, 2025). Para el operador aeroportuario, la existencia de estos mercados y la expectativa de que el precio del carbono aumente con el tiempo convierten a las emisiones en un costo futuro y no solo en un indicador ambiental (OACI, 2025), lo que fundamenta la incorporación de un precio sombra del carbono en la evaluación económica de esta memoria.

En el plano nacional, el instrumento central es la Ley Marco de Cambio Climático (Ley N° 21.455), publicada en junio de 2022, que establece como meta legalmente vinculante alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI a más tardar en 2050 y reconoce con rango legal la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) comprometida por Chile. La ley asigna obligaciones y acciones concretas a 17 ministerios, a los gobiernos regionales y a las municipalidades, y ordena la elaboración de planes sectoriales de mitigación y adaptación en el marco de la Estrategia Climática de Largo Plazo (Ministerio de Energía, 2022). Para la infraestructura aeroportuaria concesionada esto no es un dato lejano: el Ministerio de Obras Públicas figura entre las autoridades sectoriales obligadas, por lo que la trayectoria regulatoria del país empuja en la misma dirección que los compromisos voluntarios del operador.

Este marco se refuerza con la Ley N° 21.305 sobre Eficiencia Energética, promulgada en 2021, que establece obligaciones para los grandes consumidores de energía, entre ellas la implementación de

sistemas de gestión de la energía, y fomenta la adopción de tecnologías eficientes como la electromovilidad y la iluminación LED (Ministerio de Energía, 2022). Sus disposiciones apuntan exactamente a las categorías de medidas que este estudio evalúa, lo que reduce el riesgo regulatorio de las inversiones asociadas.

Finalmente, en el nivel de las normas técnicas voluntarias, dos estándares de la Organización Internacional de Normalización resultan pertinentes. La norma ISO 14001, publicada originalmente en 1996, establece los requisitos de un sistema de gestión ambiental basado en la mejora continua, con indicadores de desempeño, auditorías internas y participación de todos los niveles de la organización; su implementación permite a un aeropuerto identificar, evaluar y mitigar sus impactos ambientales de manera estructurada, y facilita el cumplimiento tanto de la regulación aplicable como de los requisitos documentales del programa ACA (BSI, 2024). La norma ISO 14064, por su parte, especifica los principios de cuantificación, reporte y verificación de inventarios de GEI, y constituye la base sobre la cual se verifican de forma independiente las huellas de carbono presentadas al programa ACA (Airport Carbon Accreditation, 2025).

La coherencia entre estos tres niveles normativos tiene una consecuencia directa para este estudio. La legislación nacional vinculante, los compromisos internacionales del sector y la meta propia del operador convergen en los mismos hitos de 2030 y 2050, mientras que el plazo de la concesión termina a finales de septiembre de 2038. En ese contexto, anticipar las inversiones en descarbonización no responde a una decisión reputacional sino a una trayectoria regulatoria. El problema de fondo para el concesionario es que debe ejecutar dentro de su plazo medidas cuyos beneficios se extienden más allá de él, y esa tensión entre horizonte de concesión y horizonte de meta es la que estructura la evaluación económica de esta memoria.

2.3 Propuesta Metodológica

Las secciones anteriores establecieron qué se debe medir, bajo qué estándar se certifica y con qué tecnologías se reduce. Esta sección traduce esos elementos en el procedimiento concreto que se ejecuta en el Capítulo 3, definiendo para cada etapa los datos de entrada, el método de cálculo, los criterios de decisión y el producto que entrega a la etapa siguiente. El enfoque es mixto. El componente cualitativo corresponde al análisis documental y comparado ya desarrollado en el estado del arte, que fija los requisitos del Nivel 4 de ACA y los parámetros de referencia de casos internacionales. El componente cuantitativo, que concentra el peso del estudio, corresponde a la estimación de emisiones, el dimensionamiento de los equipos y la evaluación económica. La secuencia adopta la lógica de la metodología de ACI recogida por la OACI, esto es, mapear la huella, explorar medidas, analizar trayectorias, construir la hoja de ruta y definir el seguimiento (OACI, 2022), adaptada al carácter de prefactibilidad de esta memoria y al plazo de la concesión.

La primera etapa construye la línea base de emisiones y consumo. Se levantan los inventarios de GEI de AMB para los Alcances 1 y 2, tomando 2022 como año base por ser el que fija la meta comprometida por el operador, y el último año disponible como año de referencia para el dimensionamiento. El Alcance 1 se descompone por fuente, separando la flota propia de los sistemas térmicos, y el Alcance 2 se expresa en consumo eléctrico anual y se convierte a emisiones aplicando el factor de emisión del sistema eléctrico nacional bajo criterio location based. Esta decisión se explicita como supuesto del estudio porque determina el resultado: bajo criterio market based el suministro renovable que ya contrata el aeropuerto anularía contablemente el Alcance 2 y la generación fotovoltaica no registraría reducción alguna. Cuando los datos del operador no permitan desagregar una fuente, se estima por consumo específico siguiendo el GHG Protocol y la herramienta ACERT de ACI, dejando constancia del supuesto empleado. El producto de esta etapa es la matriz de emisiones por fuente, que ordena las tecnologías por potencial de reducción.

La segunda etapa define el escenario tendencial y la brecha. Se proyectan las emisiones al 2030 y al término de la concesión suponiendo que no se ejecuta ninguna medida adicional, considerando el crecimiento esperado del tráfico de pasajeros como impulsor de la demanda energética. Contra esa trayectoria se contrasta la meta del operador de reducir un 40% la huella al 2030 respecto de 2022, lo que entrega la brecha en toneladas de CO2 equivalente que las medidas deben cerrar. Esta etapa cumple una función que va más allá del cálculo, ya que el escenario tendencial es el contrafactual contra el cual se mide después el beneficio de cada tecnología: sin él, cualquier ahorro atribuido a una inversión queda sin punto de comparación.

La tercera etapa dimensiona las alternativas técnicas. Cada tecnología considerada, eficiencia energética en climatización e iluminación con sistemas de gestión, electrificación de la demanda térmica, generación fotovoltaica, eólica y electrificación de la flota propia, se dimensiona a partir de la demanda identificada en la línea base y de las condiciones del emplazamiento. Para la generación solar se estiman la superficie disponible, la irradiación del sitio y el factor de planta, contrastando el resultado con la planta fotovoltaica ya existente en el aeropuerto como referencia de rendimiento real. Para la eólica se evalúa primero el régimen de vientos de la cuenca de Santiago y las restricciones de superficies limitadoras de obstáculos, ya que esas condiciones pueden descartar la tecnología antes de cualquier cálculo económico. El dimensionamiento se realiza de forma conjunta y no por proyecto aislado, porque la electrificación de flotas incrementa la demanda que la eficiencia reduce y que la generación debe abastecer. El producto es, para cada alternativa, su capacidad, su reducción anual de emisiones y sus requerimientos de inversión y operación.

La cuarta etapa realiza la evaluación económica. Se estiman el CAPEX y el OPEX de cada alternativa priorizando datos de proyectos ejecutados en el propio aeropuerto, como el recambio de calderas de la planta térmica, y recurriendo a literatura técnica cuando no exista referencia local. Los costos provenientes de fuentes internacionales se homogenizan a una misma moneda y a un mismo año base mediante índices de precios y tipos de cambio, dejando explícito el procedimiento, ya que la dispersión entre monedas y años de publicación es la principal fuente de error en este tipo de estimaciones. El flujo de caja se construye entre 2026 y el término de la concesión el 30 de septiembre de 2038, con dos ejercicios de implementación y once de operación, y no asigna valor residual a los activos, conforme a las condiciones de reversión establecidas en las bases de licitación. Los indicadores son el VAN, la TIR, el período de recuperación de la inversión y el costo anual equivalente, este último para comparar alternativas de distinta vida útil. El beneficio ambiental se monetiza aplicando el precio social del carbono a las toneladas evitadas, y su efecto se aísla comparando la evaluación con y sin esa valorización. Los parámetros determinantes del resultado, entre ellos la tasa de descuento, se someten a análisis de sensibilidad para determinar el rango en que cada alternativa mantiene su conveniencia.

La quinta etapa integra los resultados en una hoja de ruta. Las alternativas se priorizan según los criterios que la guía de la OACI recomienda para esta decisión, esto es, plazo de implementación, costo, potencial de reducción y factibilidad técnica (OACI, 2022), y se ordenan en una secuencia de ejecución compatible con el plazo de la concesión. Sobre esa cartera se verifica el cumplimiento de las dos condiciones que estructuran el estudio: si el conjunto de medidas cierra la brecha hacia la meta del 40% al 2030 y si satisface los requisitos del Nivel 4 de ACA en cuanto a objetivo de reducción

absoluta y estrategia de largo plazo. Complementariamente se identifican los créditos LEED O+M que las mismas inversiones habilitan, con el fin de estimar la posición del aeropuerto respecto de la categoría Oro. Si la cartera no cierra la brecha, ese resultado se reporta como tal y se cuantifica el remanente, ya que la utilidad del estudio no depende de que la meta resulte alcanzable sino de establecer con qué medidas y a qué costo se aproxima.

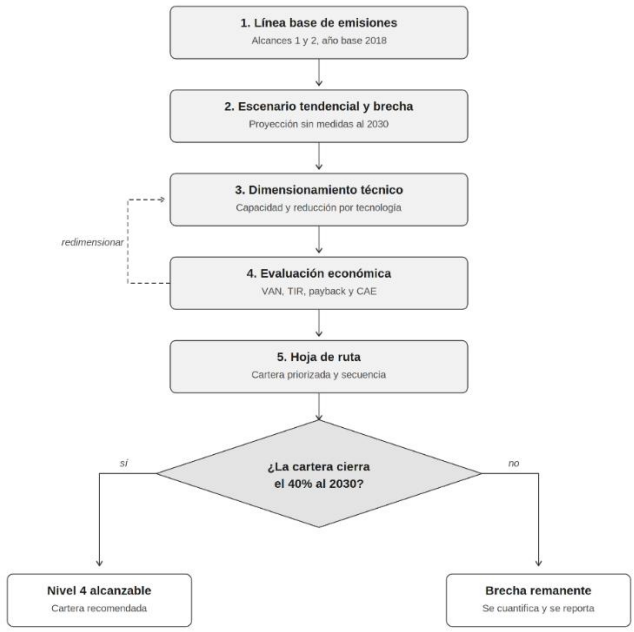


Figura 2.2. Etapas de la propuesta metodológica

Fuente: elaboración propia

Corresponde señalar las limitaciones del procedimiento. El estudio es de prefactibilidad, por lo que los dimensionamientos son preliminares y no reemplazan la ingeniería de detalle ni los estudios de conexión eléctrica que cada proyecto requiere. La calidad de los resultados depende del nivel de desagregación de los datos que entregue el operador, y donde ese detalle no exista se trabaja con estimaciones declaradas como supuesto. Por último, el alcance cuantitativo se limita a los Alcances 1 y 2, de modo que el Alcance 3, que concentra la mayor parte de la huella del aeropuerto, se aborda de manera cualitativa en los términos ya exigidos desde el Nivel 3 de acreditación.

Capítulo 3. Desarrollo

3.1 Caracterización del recinto y línea base de emisiones

Esta primera etapa establece contra qué se mide todo lo demás. Sin una línea base explícita en cuanto a año de referencia, alcances cubiertos y método de contabilidad, cualquier reducción atribuida a una tecnología queda sin punto de comparación. Esta sección describe el recinto en los términos que condicionan su demanda energética, presenta el inventario de emisiones de Alcances 1 y 2 publicado por el operador, y deja constancia de los supuestos y vacíos de información con que se trabaja.

3.1.1 Descripción del recinto y perfil de operación

El Aeropuerto Arturo Merino Benítez es el principal terminal aéreo de Chile y concentra cerca del 58% del tráfico nacional de pasajeros, según los registros de la Junta de Aeronáutica Civil para 2024. En ese periodo movilizó 26.254.957 pasajeros, un 12,5% más que el año anterior, junto con 409 mil toneladas de carga y 163.973 movimientos aéreos comerciales. Ambas cifras constituyen récords históricos para el recinto y superan por primera vez los niveles previos a la pandemia.

Esta participación es la que justifica seleccionarlo como objeto de estudio: cualquier medida de descarbonización aplicada en este recinto opera sobre una fracción del sistema aeroportuario nacional que ningún otro terminal alcanza, y los resultados obtenidos son extrapolables a la red en términos de criterio, mas no de escala.

La operación del recinto está a cargo de Sociedad Concesionaria Nuevo Pudahuel S.A., adjudicataria del contrato de concesión mediante decreto supremo MOP N° 105 de 12 de marzo de 2015. El contrato preveía su extinción el 30 de septiembre de 2035, correspondiente a 240 meses contados desde la puesta en servicio provisoria de las instalaciones preexistentes. Mediante decreto supremo MOP N° 3, publicado el 18 de febrero de 2026, el plazo fue extendido en 36 meses, de modo que la concesión se prolonga sin solución de continuidad hasta el 30 de septiembre de 2038.

La configuración física actual proviene del proceso de ampliación ejecutado desde 2016. El terminal internacional T2 entró en operación en febrero de 2022 y la remodelación del terminal nacional T1, iniciada en 2023, concluyó en septiembre de 2025 con la habilitación del espigón T1A. El área de concesión supera 1,1 millones de metros cuadrados, con 300.000 metros cuadrados de nueva infraestructura desarrollada, 76 puertas de embarque y una capacidad de diseño de 38 millones de pasajeros anuales.

Estas cifras determinan directamente la demanda que las tecnologías deben abastecer o reducir. La superficie construida fija la carga de climatización e iluminación, que constituyen las dos partidas principales del consumo eléctrico y, por lo tanto, del Alcance 2. Por otro lado, la cubierta del terminal define la superficie disponible para generación fotovoltaica.

En cuanto a los sistemas energéticos existentes, el recinto cuenta con plantas térmicas cuyas calderas operan con gas licuado de petróleo y constituyen la fuente principal de emisiones directas. En 2023 se recambiaron tres calderas de climatización en la planta térmica del edificio T1. En materia de generación propia, opera desde 2020 una planta solar fotovoltaica on grid de 825 kWp instalada en la cubierta del terminal T1, conformada por 2.466 módulos y 14 inversores, en régimen de autoconsumo. Con anterioridad, en 2019 se ejecutó el recambio de 10.000 luminarias fluorescentes por tecnología LED en el edificio T1, con una reducción declarada de 50% en el consumo de energía para iluminación. Desde 2024 el recinto cuenta con un Sistema de Gestión de la Energía certificado bajo norma ISO 50001, en cumplimiento de la Ley 21.305 de eficiencia energética, cuya meta declarada es reducir un 5% el consumo energético proyectado hasta el término de la concesión.

La existencia previa de estas iniciativas configura el punto de partida del estudio. Las medidas evaluadas en el Capítulo 3 no parten de un recinto sin gestión energética, sino que se suman a una cartera ya ejecutada. Esto tiene dos consecuencias principales. La primera es que las reducciones de bajo costo y rápida implementación están en parte capturadas, de modo que las medidas adicionales enfrentan un rendimiento marginal disminuido. La segunda es favorable al estudio, ya que la planta fotovoltaica existente entrega un registro de desempeño real en sitio que permite calibrar el dimensionamiento de una eventual ampliación sin recurrir a supuestos de literatura.

3.1.2 Inventario de emisiones de Alcances 1 y 2

El inventario de gases de efecto invernadero del recinto es elaborado por el operador y reportado en el marco del programa Airport Carbon Accreditation y del programa HuellaChile del Ministerio del Medio Ambiente. La cuantificación se realiza conforme al estándar GHG Protocol, complementado con la herramienta ACERT desarrollada específicamente para aeropuertos por el programa ACA de ACI, de la cual se toman los factores de emisión y los valores de potencial de calentamiento global. El enfoque de consolidación adoptado es el de control operacional, lo que significa que se contabilizan las emisiones de todas las fuentes bajo control operativo de la organización. El factor de emisión del sistema eléctrico corresponde al informado por el Ministerio de Energía a través del portal “Energía Abierta”(Ministerio de Energía, 2026a).

Antes de presentar las cifras corresponde aclarar una decisión metodológica que las condiciona. El Alcance 2 se contabiliza bajo criterio location based, es decir, aplicando el factor de emisión del sistema eléctrico nacional al consumo del recinto, sin considerar el origen contractual de la energía. El criterio alternativo, market based, aplica en cambio el factor de emisión de los contratos de suministro que la organización mantiene. Como el aeropuerto opera con un contrato de energía renovable certificada, bajo market based su Alcance 2 se reduciría de forma sustancial. El problema es que, si el consumo eléctrico deja de emitir en términos contables, reducirlo tampoco reduce emisiones, y las medidas de generación propia y de eficiencia eléctrica dejarían de mostrar beneficio alguno. Este estudio adopta el criterio location based para mantener visible la demanda eléctrica física, que es sobre la que actúan las tecnologías evaluadas. La elección se declara como supuesto porque determina el resultado.

El año base del inventario es 2022, definido por el operador como el periodo en que se inició la medición sistemática de emisiones para ambos terminales de pasajeros. Este estudio adopta el mismo año base, lo que asegura consistencia con la meta declarada, y emplea 2024 como año de referencia para el dimensionamiento técnico por ser el ejercicio más reciente disponible. La serie de emisiones directas e indirectas por energía se presenta en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Emisiones de Alcances 1 y 2 de AMB, criterio location based.

Año	Alcance 1 (tCO_2e)	Alcance 2 (tCO_2e)	Total Alcance 1 y 2 (tCO_2e)
2022	s/d	s/d	15.676
2023	5.205	9.524	14.729
2024	6.185	8.527	14.712
2023 vs 2024	+18,8%	-10,5%	-0,1%

Fuente: elaboración propia a partir de datos recopilados de subgerencia de sustentabilidad, Aeropuerto de Santiago de Chile.

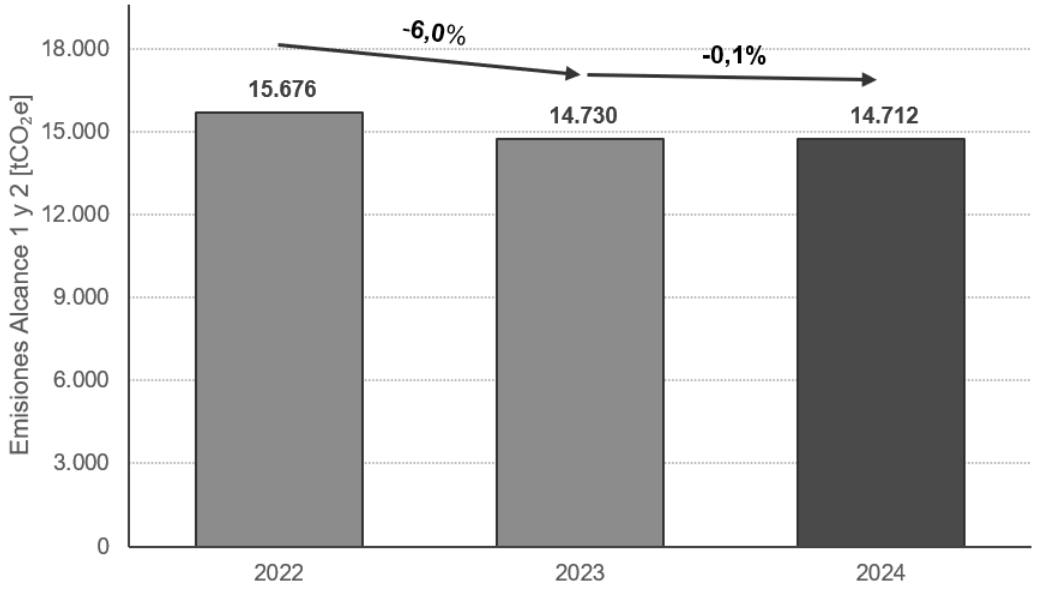


Gráfico 3.1. Evolución de las emisiones de Alcance 1 y 2 de AMB, 2022-2024, criterio location based.

Fuente: elaboración propia a partir de datos recopilados de subgerencia de sustentabilidad, Aeropuerto de Santiago de Chile.

La composición de la huella total del recinto para el año 2024, incorporando el Alcance 3 con carácter referencial, se presenta en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Composición de la huella de carbono de AMB por alcance, año 2024.

Alcance	Emisiones (tCO_2e)	Participación (%)
Alcance 1	6.185	2,0
Alcance 2	8.527	2,7
Alcance 3	296.458	95,3
Total	311.170	100,0

Fuente: elaboración propia a partir de datos recopilados de subgerencia de sustentabilidad, Nuevo Pudahuel.

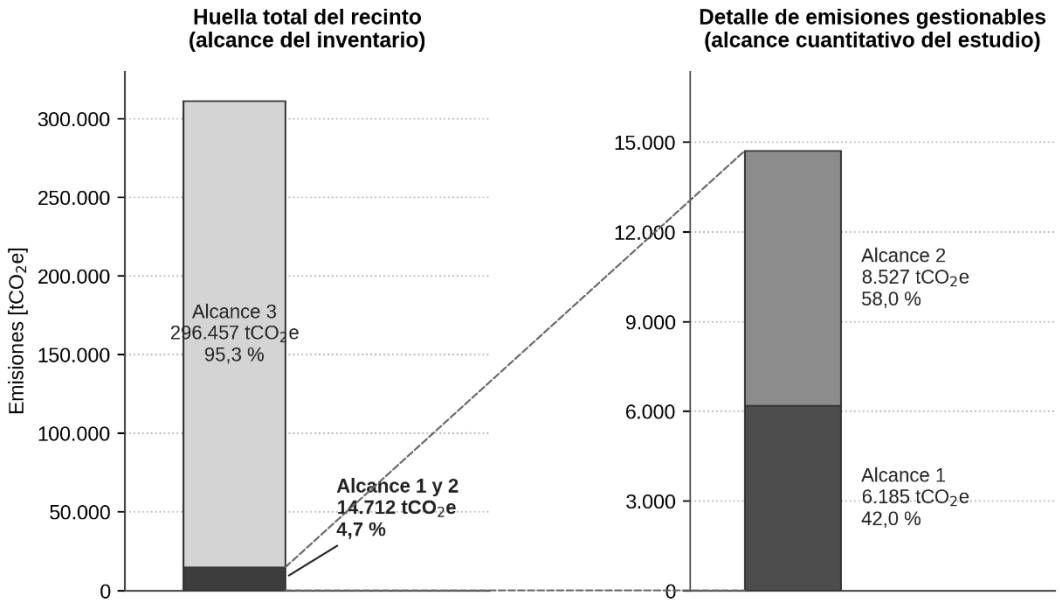


Gráfico 3.2. Composición de la huella de carbono de AMB por alcance y detalle de las emisiones gestionables, año 2024.

Fuente: elaboración propia a partir de datos recopilados de subgerencia de sustentabilidad, Nuevo Pudahuel.

De estas cifras se desprenden tres lecturas relevantes para el estudio. En primer lugar, se confirma la asimetría descrita en el estado del arte. Las emisiones bajo control directo del operador representan un 4,7% de la huella total del recinto, mientras que el Alcance 3 concentra el 95,3% restante, atribuible fundamentalmente a la operación de las aeronaves y al acceso terrestre de pasajeros. El alcance cuantitativo de esta memoria se limita al 4,7% gestionable, lo que constituye una limitación explícita del estudio. La justificación es importante, sobre las emisiones de Alcance 1 y 2 el operador puede decidir e invertir de manera unilateral, mientras que sobre el Alcance 3 solo puede influir mediante coordinación con terceros, mecanismo que el programa ACA canaliza por la vía del plan de participación de partes interesadas y que el operador ya tiene formalizado.

En segundo lugar, la distribución interna muestra que el Alcance 2 representa el 58% de las emisiones gestionables y el Alcance 1 el 42% restante. Ambos frentes tienen peso suficiente para requerir tratamiento, lo que descarta concentrar el estudio en uno solo.

En tercer lugar, las dos componentes evolucionan en direcciones opuestas. El Alcance 2 cayó 10,5% entre 2023 y 2024, mientras el Alcance 1 aumentó 18,8%. El operador atribuye este último incremento al mayor consumo de gas licuado asociado a la habilitación de nuevas áreas climatizadas del terminal, es decir, a un efecto estructural de la ampliación del recinto y no a una fluctuación operacional. El resultado neto es una serie prácticamente plana, que oculta dos dinámicas de signo contrario. Este

comportamiento se analiza en detalle en la sección 3.2, donde se contrasta la evolución de las emisiones con la de los consumos energéticos físicos.

3.1.3 Matriz de emisiones por fuente

Los valores agregados por alcance no permiten asignar reducciones a tecnologías específicas, ya que una misma cifra de Alcance 1 puede corresponder a combustión estacionaria, a consumo de la flota vehicular o a fugas de refrigerantes, cada una de las cuales se aborda con soluciones distintas. Esta subsección desagrega el inventario por fuente para habilitar el dimensionamiento de la sección 3.3.

El operador reporta los consumos energéticos del recinto desglosados por vector, lo que permite reconstruir la contribución de cada fuente.

Tabla 3.3. Consumos energéticos de AMB por segmento.

Segmento energético	2023 (MWh)	2024 (MWh)	Variación
Electricidad adquirida de la red	55.003	58.901	+7,1%
Gas licuado de petróleo	19.099	21.688	+13,6%
Diésel	470	691	+47,0%
Gasolina	30	6	-80,0%
Generación fotovoltaica propia	1.442	1.463	+1,5%
Energía revendida a terceros	15.661	16.708	+6,7%

Fuente: elaboración propia a partir de Reporte de Sostenibilidad, Aeropuerto de Santiago de Chile

Dos aclaraciones son necesarias para interpretar esta tabla. La primera es que la energía revendida corresponde al suministro que el operador traspasa a concesionarios comerciales y locales del recinto, y que queda excluida de su Alcance 2 en coherencia con el enfoque de control operacional. Restando esa componente, el consumo eléctrico propio del operador fue de 39.342 MWh en 2023 y 42.193 MWh en 2024. Aplicando los factores de emisión declarados, de 0,2421 y 0,2021 tCO2e/MWh respectivamente, se obtienen 9.525 y 8.527 tCO2e, valores que coinciden con el Alcance 2 reportado. Esta verificación confirma la consistencia interna del inventario y permite utilizar la serie de consumos con confianza en el dimensionamiento posterior.

La segunda aclaración es que la generación fotovoltaica propia no forma parte del consumo de red, de modo que la electricidad total disponible en el recinto en 2024 alcanzó 60.364 MWh, de los cuales la planta solar aportó un 2,4%. Esa participación marginal define el espacio disponible para una eventual ampliación, aspecto que se desarrolla en las secciones posteriores.

Para asignar emisiones a cada fuente de Alcance 1 se aplican los factores de emisión por defecto del IPCC expresados en base energética, equivalentes a 0,227 tCO2 por MWh para gas licuado de petróleo, 0,267 para diésel y 0,249 para gasolina. La diferencia entre la suma de estas componentes y el Alcance 1 reportado por el operador se asigna a un término residual que agrupa principalmente las fugas de refrigerantes, fuente que el operador declara incluir en su inventario pero no cuantifica de forma separada.

Tabla 3.4. Matriz de emisiones de AMB por fuente, año 2024. Las participaciones no suman exactamente 100% por efecto de redondeo.

Fuente de emisión	Emisiones (tCO2e)	% del Alcance	% del total
Combustión de GLP, climatización	4.927	79,7	33,5
Combustión de diésel	184	3,0	1,3
Combustión de gasolina	2	<0,1	<0,1
Residual: refrigerantes y otros	1.072	17,3	7,3
Subtotal Alcance 1	6.185	100,0	42,0
Consumo eléctrico propio	8.527	100,0	58,0
Total Alcance 1 y 2	14.712		100,0

Fuente: elaboración propia a partir de Reporte de Sostenibilidad, Aeropuerto de Santiago de Chile.

Corresponde declarar con precisión el estatus de estos valores. Las cifras de Alcance 1 y 2 agregadas y los consumos por vector provienen del reporte del operador y son datos reportados. En cambio, la asignación de emisiones a cada fuente de combustión es una estimación propia, ya que el operador no publica ese desglose y utiliza factores de la herramienta “ACERT” que pueden diferir de los valores por defecto del IPCC empleados aquí. Adicionalmente, los factores aplicados corresponden a

dióxido de carbono, mientras el inventario del operador incorpora también metano y óxido nitroso, cuya contribución es menor pero no nula. Por ambas razones, el término residual absorbe cualquier discrepancia de factores y no debe interpretarse como una medición de fugas de refrigerantes. Su valor de 1.072 tCO2e constituye una cota superior de esa fuente.

Con esas reservas, la matriz permite tres conclusiones que orientan el dimensionamiento técnico. La primera es que la combustión de gas licuado para climatización es la fuente dominante del Alcance 1, con cerca de cuatro quintos de esa componente y un tercio del total gestionable. Es además la fuente que crece con mayor fuerza, por efecto de la habilitación de nuevas áreas climatizadas. Cualquier cartera de medidas que aspire a cerrar la brecha debe intervenir sobre la demanda térmica del recinto.

La segunda es que el consumo eléctrico propio, con 58% del total, sigue siendo el frente de mayor peso individual. Sobre él actúan tanto la generación fotovoltaica como las medidas de eficiencia en iluminación, climatización y sistemas de gestión.

La tercera es que las fuentes móviles de combustión, diésel y gasolina, representan en conjunto poco más del 1% de las emisiones gestionables. Esto acota de antemano el aporte esperable de la electrificación de la flota propia del operador, cuyo beneficio principal es de otro orden: habilita la transición de los equipos de apoyo terrestre operados por terceros, que pertenecen al Alcance 3 y cuya gestión es requisito de los niveles superiores del programa ACA.

Finalmente, se logra ver que el término residual asociado a refrigerantes aumentó de forma apreciable entre 2023 y 2024, desde aproximadamente 733 a 1.072 tCO2e. Ese incremento es consistente con el recambio de dos equipos enfriadores ejecutado en 2024, operación que implica manipulación y recarga de refrigerantes. El operador declara expresamente que la reducción de emisiones asociada a ese proyecto no ha sido estimada, lo que constituye un vacío de información que este estudio aborda en las secciones posteriores.

3.2 Escenario tendencial y brecha al año 2030

Establecida la base en la sección anterior, la segunda etapa determina qué ocurrirá con las emisiones del recinto si no se incorporan medidas adicionales a las ya ejecutadas, y compara este resultado con la meta comprometida por el operador. La diferencia entre ambos valores define la magnitud del problema que las tecnologías a implementar deben resolver. Sin esta medición, el dimensionamiento técnico no tendría un objetivo contra el cual medirse.

3.2.1 Meta de reducción y dependencia del factor de emisión del sistema eléctrico

El operador aeroportuario declara el compromiso de reducir en un 40% sus emisiones de Alcance 1 y 2 al año 2030, tomando 2022 como año base, y de alcanzar cero emisiones netas al año 2050 (Aeropuerto de Santiago, 2025). Aplicando ese porcentaje al valor base (2022) de 15.676 tCO2e, la meta al 2030 corresponde a 9.406 tCO2e.

Entre 2022 y 2024 las emisiones cayeron desde 15.676 a 14.712 tCO2e, una reducción de 6,2%. Contra una meta de 40% en ocho años, ese avance representa aproximadamente un 15% del recorrido comprometido en una cuarta parte del plazo disponible. La cifra por sí sola no es concluyente, porque las reducciones no necesariamente se distribuyen de manera uniforme en el tiempo. Lo que sí resulta relevante es el origen de esa reducción.

Tabla 3.5. Evolución de consumos energéticos y emisiones de AMB, 2023-2024.

Variable	2023	2024	Variación
Consumo eléctrico propio (MWh)	39.342	42.193	+7,2%
Consumo de GLP (MWh)	19.099	21.688	+13,6%
Consumo de diésel (MWh)	470	691	+47,0%
Total energía consumida (MWh)	58.911	64.572	+9,6%
Factor de emisión SEN (tCO2e/MWh)	0,2421	0,2021	-16,5%
Total emisiones Alcance 1 y 2 (tCO2e)	14.729	14.712	-0,1%

Fuente: elaboración propia a partir de Reporte de Sostenibilidad, Aeropuerto Santiago de Chile (2026).

El contraste es la observación central de esta sección. Mientras las emisiones se mantuvieron prácticamente constantes, el consumo energético del recinto creció 9,6%. La estabilidad de la huella no proviene, por tanto, de una reducción de la demanda, sino de la caída del factor de emisión del Sistema Eléctrico Nacional, que descendió 16,5% en el mismo periodo por efecto de la incorporación de generación renovable a la matriz nacional.

Una estimación de orden de magnitud permite dimensionar este efecto. Si el factor de 2023 se hubiera mantenido constante, las emisiones de Alcance 2 en 2024 habrían alcanzado del orden de 10.200 tCO2e en lugar de 8.527, y el total de Alcance 1 y 2 se habría situado en torno a 16.400 tCO2e, por

sobre el año base. Este cálculo debe leerse como una aproximación y no como un resultado exacto, ya que supone que el resto de las variables se comporta de forma independiente del factor de emisión. Aun con esa reserva, el orden de magnitud indica que la reducción registrada en la serie es atribuible en su mayor parte gracias a la evolución de la matriz eléctrica nacional y no a la gestión energética del recinto aeroportuario.

Es importante precisar el alcance de esta observación, porque involucra una distinción que suele confundirse. El operador mantiene desde 2019 un contrato de suministro certificado como 100% renovable bajo estándar "IREC", en virtud del cual su Alcance 2 bajo criterio market based es igual a cero. Ese contrato es un instrumento de acreditación de origen y no modifica la cantidad de energía que el recinto retira físicamente del sistema. Bajo criterio location based, que es el adoptado en este estudio conforme a lo señalado en la sección 3.1.2, las emisiones siguen siendo proporcionales al consumo físico y al factor del sistema.

La consecuencia práctica es que la contratación de energía renovable se encuentra agotada como palanca de reducción. No existe la posibilidad de contratar por sobre el 100% del consumo, de modo que toda reducción adicional en el Alcance 2 debe provenir de disminuir la energía retirada de la red, ya sea reduciendo la demanda o produciéndola en el propio recinto.

La dependencia del factor del sistema introduce tres problemáticas para el cumplimiento de la meta. La primera es la volatilidad, el factor de emisión del SEN no evoluciona de forma monótona, ya que depende mayoritariamente de la generación hídrica y del orden de despacho, de manera que un año de baja generación hidráulica incrementa la participación de centrales térmicas y eleva el factor. Un solo periodo desfavorable puede revertir varios años de reducción contable sin que la operación del recinto haya cambiado.

La segunda es el agotamiento progresivo: a medida que el factor se aproxima a cero, el aporte marginal de cada punto de descarbonización de la matriz se reduce, por lo que el mecanismo pierde capacidad de generar reducciones adicionales. La tercera, y de mayor peso cuantitativo, es que la descarbonización de la red no tiene ningún efecto sobre el Alcance 1, que representa el 42% de las emisiones gestionables y corresponde a combustión de GLP y diésel en instalaciones propias.

Sobre este último punto, el propio operador atribuye el aumento de 18,8% en el Alcance 1 entre 2023 y 2024 al mayor consumo de gas licuado asociado a la habilitación de nuevas áreas climatizadas del terminal. Se trata de un incremento estructural derivado de la ampliación del recinto, no de una fluctuación operacional.

3.2.2 Proyección tendencial al año 2030

La proyección se construye sobre la evolución esperada del tráfico de pasajeros, que es el impulsor principal de la demanda energética del recinto. En 2024 el aeropuerto movilizó 26.254.957 pasajeros, un 12,5% más que el año anterior. Esa tasa corresponde a la fase de recuperación posterior a la pandemia y no puede extrapolarse: aplicada hasta 2030 arrojaría más de 53 millones de pasajeros, cifra que excede la capacidad de diseño de 38 millones anuales. La proyección adopta en consecuencia una tasa de crecimiento estructural de 3,8% anual (ACI, 2025), con un rango de sensibilidad de ± 0,6% , lo que sitúa el tráfico de 2030 en torno a 32,8 millones de pasajeros.

La demanda energética no crece en proporción directa al tráfico, ya que una parte relevante de las cargas de iluminación, climatización de áreas comunes y equipamiento de sistemas es independiente del número de pasajeros. Se adoptan por ello elasticidades inferiores a la unidad: 0,6 para la demanda eléctrica y 0,4 para la demanda térmica, esta última por estar determinada principalmente por la superficie climatizada, que se encuentra consolidada tras el término de las obras del terminal T1 en 2025. Ambos valores se declaran como supuestos del estudio y su verificación requeriría series de consumo más extensas que las disponibles, que abarcan solo dos ejercicios.

Con estos supuestos, la demanda eléctrica propia al 2030 se sitúa en torno a 48.000 MWh y las emisiones de Alcance 1 en aproximadamente 6.750 tCO2e. El resultado en emisiones totales depende entonces de la trayectoria del factor de emisión del sistema, para la cual se evalúan tres escenarios.

Tabla 3.6. Escenario tendencial de emisiones al año 2030 según trayectoria del factor de emisión del SEN.

Escenario de factor SEN al 2030	Alcance 1 (tCO2e)	Alcance 2 (tCO2e)	Total (tCO2e)
Constante en 0,2021	6.751	9.700	16.452
Descenso moderado a 0,155	6.751	7.440	14.191
Descenso acelerado a 0,10	6.751	4.800	11.551
Meta 2030 (-40% sobre 2022)			9.406

Fuente: elaboración propia.

El resultado es concluyente y no depende del escenario elegido: en los tres casos el escenario tendencial es mayor a la meta comprometida. La brecha varía entre 2.145 y 7.046 tCO2e según la

trayectoria del factor, pero su signo se mantiene. Esto significa que la conclusión es robusta frente al supuesto más incierto del ejercicio, que es precisamente la evolución de la matriz eléctrica nacional.

El umbral puede expresarse de forma más precisa. Dado que el Alcance 1 proyectado consume por sí solo 6.750 de las 9.406 tCO2e disponibles en la meta, equivalentes al 72% del presupuesto de emisiones de 2030, el margen restante para el Alcance 2 es de aproximadamente 2.650 tCO2e. Sobre una demanda eléctrica de 48.000 MWh, ello exigiría un factor de emisión inferior a 0,055 tCO2e/MWh, es decir, una caída de 73% respecto del valor de 2024 en un plazo de seis años. Cumplir la meta sin medidas propias adicionales queda por tanto condicionado a una transformación de la matriz eléctrica nacional de una magnitud que ningún instrumento de planificación energética vigente proyecta para ese horizonte.

3.2.3 Definición de la brecha de trabajo

Para efectos del dimensionamiento técnico se adopta el escenario central, con un factor de emisión de 0,155 tCO_2e/MWh al año 2030. Este valor no corresponde a una proyección oficial, ya que el Ministerio de Energía no publica un factor de emisión estimado a ese horizonte, sino a una construcción propia mediante interpolación lineal entre el factor efectivo de 2024, de 0,2021 tCO_2e/MWh, y un valor nulo al año 2050, consistente con el compromiso nacional de carbono neutralidad. La regla entrega 0,15546 tCO_2e/MWh, valor que se expresa con tres decimales.

La regla se declara de manera explícita para que el resultado sea reproducible y para que su sensibilidad pueda verificarse contra los otros dos escenarios de la Tabla 3.6. Se adopta el escenario central por criterio de prudencia intermedia, el escenario sin descarbonización adicional sobredimensionaría las medidas requeridas, mientras que el escenario acelerado supone un ritmo de transformación de la matriz cuyo incumplimiento dejaría el estudio sin holgura.

Bajo ese escenario la brecha de trabajo asciende a 4.785 tCO2e anuales al año 2030, cifra que constituye el objetivo de reducción que la cartera de tecnologías evaluada en la sección 3.3 debe cubrir. Su composición orienta la priorización: aproximadamente 6.750 tCO2e provienen de combustión directa, principalmente climatización a GLP, y 7.440 tCO2e de consumo eléctrico. Ambos frentes deben abordarse, y ninguno de los dos alcanza por separado para cerrar la brecha.

Conviene por último precisar el sentido de las medidas que se evalúan a continuación. Su función no es únicamente reducir emisiones en términos contables, sino trasladar el origen de esa reducción desde un factor exógeno, que el operador no controla, hacia intervenciones de infraestructura bajo su control. La distinción es relevante para el objetivo de esta memoria. En el programa ACA, la disminución del factor del sistema eléctrico se refleja en el inventario del año correspondiente bajo el

criterio location based adoptado en este estudio, sin que ello obligue a recalcular el año base. El Nivel 4 exige además un Plan de Gestión del Carbono que detalle las iniciativas propias del aeropuerto, y al verificar el cumplimiento de la meta requiere informar qué iniciativas se implementaron y qué reducciones efectivas se obtuvieron con ellas (Airport Carbon Accreditation, 2026). Una reducción que depende solo de la matriz eléctrica cuenta en el inventario, pero no constituye por sí sola la evidencia de gestión que el programa requiere.

3.3 Dimensionamiento técnico de la cartera de tecnologías.

La sección anterior estableció que el escenario tendencial al año 2030 supera la meta comprometida y cuantificó esa diferencia en 4.785 tCO2e anuales. Esta etapa convierte esa cifra en medidas dimensionadas. Para cada tecnología se determina su capacidad, la energía que aporta o desplaza, la reducción de emisiones que genera y los requerimientos físicos que su instalación requiere. El resultado es el inicio de la evaluación económica de la sección 3.4.

El dimensionamiento se realiza de forma secuencial y no por proyecto aislado, porque las medidas interactúan entre sí. La eficiencia energética reduce la demanda que la generación debe abastecer, mientras que la electrificación de la demanda térmica y de la flota la incrementa. Evaluar cada tecnología sobre el consumo tendencial completo generaría un doble conteo de reducciones, es por ello que se adopta el orden que recomienda la guía de la OACI para la construcción de un plan de mitigación, que sitúa la eficiencia energética como primera medida a considerar antes de intervenir sobre las fuentes de suministro (OACI, 2022). La secuencia aplicada es eficiencia energética, electrificación de la demanda térmica, generación propia y electrificación de la flota, y cada medida se calcula sobre la demanda que queda después de la anterior. La presentación de las subsecciones agrupa la generación eólica y fotovoltaica antes de la electrificación térmica, pero las cifras de cada medida corresponden a la secuencia de cálculo descrita.

3.3.1 Criterios de dimensionamiento y parámetros comunes

Todas las medidas que actúan sobre el consumo eléctrico se valorizan aplicando el factor de emisión del sistema al año 2030 correspondiente al escenario central definido en la sección 3.2.3, de 0,155 tCO2e/MWh. Bajo esta regla, cada megavatio hora que se deja de retirar de la red, ya sea por reducción de la demanda o por generación en el propio recinto, equivale a 0,155 tCO2e evitados. Las medidas que actúan sobre combustión directa se valorizan con los factores de emisión por defecto del IPCC ya empleados en la sección 3.1.3, que son independientes de la evolución de la matriz eléctrica.

Los parámetros que gobiernan el dimensionamiento se presentan distinguiendo datos reportados por el operador, valores derivados del desempeño observado en sitio y supuestos.

Tabla 3.7. Parámetros de dimensionamiento y estatus de cada valor.

Parámetro	Valor adoptado	Estatus
Factor de emisión del SEN al 2030	0,155 tCO2e/MWh	Proyectado (escenario central, 3.2.3)
Consumo eléctrico de red tendencial 2030	48.000 MWh	Derivado (3.2.2)
Consumo de GLP tendencial 2030	23.900 MWh	Derivado (3.2.2)
Factor de emisión del GLP	0,227 tCO2/MWh	Reportado (IPCC)
Factor de emisión del diésel	0,267 tCO2/MWh	Reportado (IPCC)
Rendimiento específico fotovoltaico en sitio	1.760 kWh/kWp/año	Derivado (planta existente)
Densidad de potencia sobre cubierta	165 Wp/m2	Derivado (planta existente)
Rendimiento de las calderas de GLP	1,01	Referencia técnica
COP estacional de bomba de calor	3,25	Referencia (Danish Energy Agency, 2025)
Horas equivalentes anuales en modo activo	2.066 h/año	Reportado (Comisión Europea, 2013)
Fracción de la carga de punta cubierta por la bomba de calor	50%	(CIBSE, 2023)
Meta de emisiones al 2030	9.406 tCO2e	Reportado
Brecha de trabajo al 2030	4.785 tCO2e	Derivado (3.2.3)

Fuente: elaboración propia.

3.3.2 Eficiencia energética y sistemas de gestión de la energía

La eficiencia energética se dimensiona en primer lugar dentro de la secuencia de cálculo establecida en la sección 3.3.1, porque reduce la demanda sobre la que operan todas las medidas posteriores. Su omisión conduciría a sobredimensionar la capacidad a instalar y a atribuir a esas tecnologías reducciones que corresponden a una disminución del consumo. Esta subsección determina la magnitud de esa reducción, la valoriza en emisiones evitadas y estima sus costos de inversión y de operación.

El punto de partida y el margen disponible

El recinto no parte de una situación sin gestión energética. En 2019 se ejecutó el recambio de 10.000 luminarias fluorescentes por tecnología LED en el edificio T1, con una reducción declarada de 50% en el consumo de energía para iluminación. En 2023 se reemplazaron tres calderas de climatización de la planta térmica del mismo edificio, proyecto reconocido por el propio programa ACA. En 2024 el operador certificó su Sistema de Gestión de la Energía bajo norma ISO 50001, en cumplimiento de la Ley 21.305, e informa haber implementado medidas de eficiencia en sistemas de climatización, iluminación y gestión operativa (Aeropuerto de Santiago, 2025).

Esa trayectoria tiene dos consecuencias sobre el dimensionamiento. La primera es que las medidas de menor costo y mayor rendimiento se encuentran parcialmente capturadas, en particular en iluminación del T1, de modo que el margen adicional es inferior al que la literatura reporta para edificaciones sin intervención previa. La segunda es que el operador declaró una meta cuantificada. El Sistema de Gestión de la Energía se acompaña de proyectos que buscan reducir en un 5% el consumo energético proyectado hasta el término de la concesión (Aeropuerto de Santiago, 2025). Ese valor se adopta como piso del dimensionamiento, dado que corresponde a un compromiso de gestión asumido por el operador.

Estructura de la demanda por uso final

Determinar dónde puede actuar la eficiencia exige conocer la distribución del consumo por uso final. El operador no publica esa desagregación, por lo que se recurre a valores de referencia del sector. Una revisión sistemática de 63 estudios sobre edificios terminales de pasajeros (Wang et al., 2025) establece que los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado constituyen el uso más intensivo, con una participación aproximada de 40% a 60% del consumo energético total. La síntesis de prácticas de eficiencia energética en aeropuertos del programa ACRP coincide en el orden de magnitud sobre el vector eléctrico y agrega que los sistemas de climatización consumen prácticamente la totalidad del gas natural utilizado en un aeropuerto (Lau et al., 2010).

Según la matriz de la sección 3.1.3, la totalidad del gas licuado consumido en el recinto corresponde a climatización, de modo que las medidas de control sobre los sistemas térmicos alcanzan el 100% de ese vector. El consumo eléctrico, en cambio, se reparte entre climatización, iluminación, sistemas de manejo de equipaje, transporte vertical, seguridad y equipamiento informático, por lo que las mismas medidas alcanzan solo una fracción de él, y la componente de iluminación del T1 ya fue intervenida. Por esa razón la reducción adoptada sobre el vector térmico es superior a la adoptada sobre el vector eléctrico.

Medidas consideradas

El paquete evaluado se compone de tres grupos. El primero es la medición y el análisis, que comprende medición por edificio y por sistema, incorporación de un sistema de información y gestión de la energía sobre la plataforma de automatización existente, y detección y diagnóstico automatizado de fallas. Estas partidas no ahorran energía por sí mismas, pero constituyen el requisito para identificar y sostener el resto. La literatura del sector es explícita en este punto, ya que señala que sin auditoría energética o información del sistema de automatización resulta difícil determinar dónde las intervenciones tendrán mayor impacto (Lau et al., 2010).

El segundo grupo corresponde al control de la climatización, e incluye el reajuste de consignas de temperatura y de sus rangos ocupado y desocupado, la secuenciación de calderas, enfriadoras y unidades de tratamiento de aire para operar en la combinación más eficiente a carga parcial, la reparación y calibración de compuertas y economizadores, la eliminación de calefacción y enfriamiento simultáneos por consignas contrapuestas, y la modificación de los horarios de operación de motores, bombas y ventiladores. El peso de este grupo está documentado. En un análisis de 3.695 medidas implementadas en 503 proyectos, un 87% correspondió a sistemas de climatización, y cinco tipos de medida concentraron el 95% del total: programación horaria, control y operación, reajustes avanzados, modificación de consignas y modificación de secuencias de operación (Crowe et al., 2020).

El tercer grupo es la iluminación, y comprende completar el recambio a tecnología LED en las áreas no cubiertas por la intervención de 2019, junto con control por ocupación y aprovechamiento de luz natural en zonas con aporte cenital. El edificio T2 fue diseñado con criterios de iluminación natural, de modo que el margen disponible en ese terminal es inferior al del T1.

Magnitud de la reducción adoptada

Tabla 3.8. Ahorros documentados para paquetes de eficiencia y gestión energética en edificación existente.

Tipo de intervención	Ahorro documentado	Fuente
Recomisionamiento de edificación existente, agregado de 446 proyectos	6,4%	Crowe et al. (2020)
Recomisionamiento con submedición y diagnóstico de fallas incorporados	9%	Crowe et al. (2020)
Operación de sistemas de gestión de la energía sobre 687 edificios	7%	Kramer et al. (2020)
Uso de datos de medición para optimización operacional en aeropuertos	5% a 15%	Lau et al. (2010)
Meta del Sistema de Gestión de la Energía del recinto	5%	Aeropuerto de Santiago (2025)

Fuente: elaboración propia sobre las fuentes citadas.

Se adopta una reducción de 8% sobre la demanda eléctrica de red y de 10% sobre el consumo de gas licuado. Ambos valores quedan dentro del rango intercuartil de 3,4% a 12,4% documentado para recomisionamiento de edificación existente y dentro del rango de 5% a 15% que la literatura del sector aeroportuario asocia al uso sistemático de datos de medición.

El valor eléctrico se sitúa sobre la mediana de 6,4% y bajo el 9% asociado a intervenciones que incorporan submedición y diagnóstico de fallas, que es la modalidad del paquete descrito. El valor térmico es superior por la razón expuesta al describir la estructura de la demanda, esto es, que las medidas de control alcanzan la totalidad del gas licuado.

Ambos porcentajes son valores adoptados dentro de un rango respaldado por evidencia y no resultados de una auditoría del recinto. Su determinación definitiva requiere una auditoría con desagregación del consumo por uso final y por edificio. Ambos se someten a análisis de sensibilidad en la sección 3.4.

Reducción de emisiones

La reducción se valoriza aplicando los factores de emisión definidos en la sección 3.3.1, esto es, el factor del sistema eléctrico proyectado al año 2030 para el vector eléctrico y el factor por defecto del IPCC para el gas licuado.

Tabla 3.9. Reducción de consumo y de emisiones atribuible a las medidas de eficiencia energética y gestión.

Vector	Consumo tendencial 2030 [MWh]	Reducción	Energía evitada [MWh]	Factor [tCO2e/MWh]	Reducción [tCO2e]
Electricidad de red	48.000	8%	3.840	0,155	596
Gas licuado de petróleo	23.900	10%	2.390	0,227	543
Total			6.230		1.138

Fuente: elaboración propia.

La medida evita 1.138 tCO2e anuales, equivalentes a un 23,8% de la brecha de trabajo de 4.785 tCO2e definida en la sección 3.2.3. Su distribución entre ambos vectores es prácticamente equilibrada, con 596 tCO2e provenientes del Alcance 2 y 543 tCO2e del Alcance 1, pese a que la energía eléctrica evitada supera en 61% a la energía térmica evitada. La razón es el mayor factor de emisión del gas licuado frente al del sistema eléctrico proyectado al año 2030.

Ambas reducciones modifican la demanda base sobre la que opera el resto de la cartera, conforme al criterio de cálculo secuencial establecido en la sección 3.3.1. La demanda eléctrica de red queda en 44.160 MWh y el consumo de gas licuado en 21.510 MWh, y esos son los valores que rigen el dimensionamiento de las medidas restantes. Las 1.138 tCO2e determinadas aquí corresponden a energía que deja de consumirse y no vuelven a contabilizarse en ninguna otra medida.

Costos de inversión y de operación

Como el operador no publica el costo de las medidas de eficiencia implementadas en 2024, la estimación se apoya en costos unitarios de referencia. La partida de recomisionamiento se toma de un metaanálisis de 985 proyectos que reporta el costo por unidad de superficie, incluyendo los

servicios de ingeniería de terceros y la ejecución de las medidas correctivas (Crowe et al., 2020). El costo unitario disminuye con la superficie del edificio, y para el tramo superior de la muestra, sobre 40.000 metros cuadrados, el rango intercuartil va de 0,95 a 2,23 dólares por metro cuadrado. Con 289.000 metros cuadrados, el recinto queda muy por encima de ese umbral, por lo que se adopta el cuartil superior del tramo, 2,23 dólares por metro cuadrado, valor que recoge el costo adicional de instrumentación que incorpora el paquete.

La partida de implantación del sistema de gestión de la energía se toma del estudio de la campaña Smart Energy Analytics, que sobre 35 organizaciones reporta un costo base de instalación de 0,03 dólares por pie cuadrado y un costo anual recurrente de licenciamiento y soporte de 0,02 dólares por pie cuadrado (Kramer et al., 2020), equivalentes a 0,32 y 0,22 dólares por metro cuadrado respectivamente.

Los valores del análisis de recomisionamiento están expresados en dólares de 2017 y los del sistema de gestión de la energía en dólares de 2018. Su actualización a moneda corriente se realiza mediante el índice de precios al consumidor de Estados Unidos publicado por la Oficina de Estadísticas Laborales (U.S. Bureau of Labor Statistics, 2026), que registra un promedio anual de 245,1 puntos para 2017, de 251,1 puntos para 2018 y de 326,8 puntos en febrero de 2026, lo que arroja escaladores de 33,3% y 30,1% respectivamente.

Tabla 3.10. Costos de inversión y de operación del paquete de eficiencia energética y gestión.

Medida	Costo unitario de origen	Costo unitario actualizado [USD/m2]	Monto para 289.000 m2 [USD]
Recomisionamiento y ejecución de medidas correctivas	2,23 USD2017/m2	2,97	858.000
Implantación del sistema de gestión de la energía	0,32 USD2018/m2	0,42	121.000
Inversión total		3,39	979.000
Licenciamiento y soporte anual del sistema de gestión	0,22 USD/m2 al año	0,28 al año	81.000 al año

Fuente: elaboración propia sobre Crowe et al. (2020) y Kramer et al. (2020).

La inversión asciende a 979.000 dólares y el costo recurrente a 81.000 dólares anuales. Este último es el único costo de operación que la medida incorpora, dado que las intervenciones de control y de reajuste de consignas no agregan equipamiento con mantenimiento asociado, y el recambio pendiente de luminarias reduce la frecuencia de reposición respecto de la situación actual. El costo recurrente equivale a un 8,3% de la inversión y se incorpora como flujo anual en la evaluación de la sección 3.4.

La operación continua del sistema de gestión no solo sostiene el ahorro sino que tiende a incrementarlo. El mismo estudio que entrega los costos de referencia documenta que los ahorros obtenidos por organizaciones que operan estos sistemas aumentan con el tiempo de uso, y reporta un ahorro mediano de 7% anual sobre una muestra de 687 edificios (Kramer et al., 2020). Esta condición es relevante para el horizonte de evaluación, porque los ahorros de las medidas de control y operación no persisten de forma automática cuando no existe verificación periódica, ya que las consignas y los horarios se desajustan por intervenciones sucesivas del personal y de los concesionarios comerciales. El Sistema de Gestión de la Energía ya certificado provee el marco para esa verificación.

3.3.3 Evaluación de la generación eólica

La generación eólica se evalúa en primer lugar porque su viabilidad depende de condiciones del emplazamiento que pueden descartarla antes de cualquier estimación de costos. Dos restricciones operan sobre el recinto, una asociada al recurso disponible y otra de origen aeronáutico, y ambas se refuerzan entre sí.

Sobre el recurso, se consultó el Explorador Eólico del Ministerio de Energía para las coordenadas del recinto aeroportuario a 480 metros sobre el nivel del mar. La herramienta entrega una velocidad media anual de 3,0 metros por segundo a 100 metros de altura sobre la superficie. El ciclo anual muestra un máximo de 3,57 metros por segundo en los meses de diciembre y enero y un mínimo de 2,33 metros por segundo en mayo, de modo que ningún mes del año alcanza valores sustancialmente distintos de la media (Ministerio de Energía, 2026a).

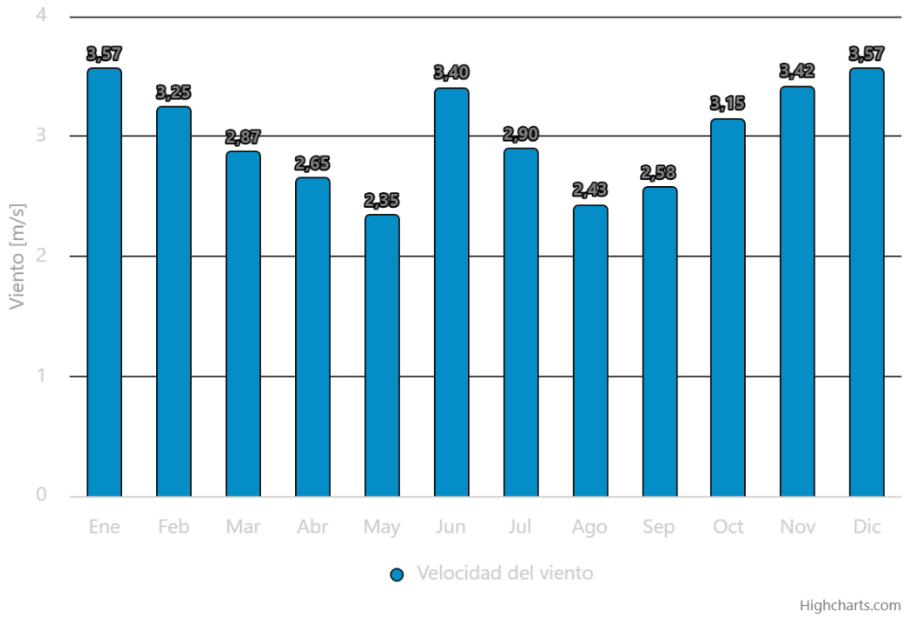


Figura 3.1. Ciclo anual de velocidad del viento a 100 metros de altura en el emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez.

Fuente: Explorador Eólico correspondiente a emplazamiento del aeropuerto Arturo Merino Benitez de Santiago, Ministerio de Energía de Chile.

Corresponde precisar la naturaleza de este dato. El Explorador Eólico entrega resultados de simulaciones numéricas horarias del modelo Weather Research and Forecasting con resolución espacial de un kilómetro, desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía. Se trata por tanto de información modelada y no de una campaña de medición en sitio, lo que la habilita para una evaluación preliminar del recurso, que es precisamente el nivel de análisis que corresponde a un estudio de prefactibilidad.

Conviene distinguir dos velocidades que suelen confundirse. La velocidad de arranque es la velocidad instantánea a la que una turbina comienza a girar, y en los modelos comerciales se sitúa entre 3 y 4 metros por segundo. La velocidad media anual a la altura del buje es un parámetro distinto y es el que determina si un emplazamiento sirve. La norma IEC 61400-1 clasifica las turbinas según la velocidad media anual para la que fueron diseñadas, y la clase más baja corresponde a 6 metros por segundo. El emplazamiento del recinto dispone de la mitad de ese valor.

La consecuencia energética es mayor que la diferencia en velocidad, porque la potencia contenida en el viento varía con el cubo de la velocidad. Reducir la velocidad a la mitad deja disponible una octava parte de la energía. La tabla compara el emplazamiento con valores de referencia.

Tabla 3.11. Densidad de potencia eólica del emplazamiento y comparación con valores de referencia.

Emplazamiento	Velocidad media anual [m/s]	Densidad de potencia [W/m2]	Proporción respecto de AMB
Aeropuerto Arturo Merino Benítez	3,0	30	1,0
Límite superior de clase de recurso pobre	5,6	196	6,5
Clase de turbina IEC más baja	6,0	241	8,0
Emplazamiento comercial habitual	7,0	383	12,7

Fuente: elaboración propia sobre datos del Explorador Eólico del Ministerio de Energía.

El emplazamiento dispone en consecuencia de aproximadamente un 12% de la energía eólica de un sitio de 6 metros por segundo y de un 8% de la de un sitio comercial habitual. La reducción a la mitad de la velocidad media se traduce en una octava parte de la energía disponible.

La segunda restricción es de origen aeronáutico. La instalación de aerogeneradores dentro del perímetro aeroportuario o en su entorno inmediato interfiere con las superficies limitadoras de obstáculos definidas para el aeródromo, que restringen la altura de cualquier estructura en función de su distancia a las pistas y a las trayectorias de aproximación y despegue. A esto se suma el efecto de las palas en rotación sobre los sistemas de radar y de ayudas a la navegación, y el incremento del riesgo de impacto con aves asociado a la presencia de estructuras verticales en zonas de aproximación.

Ambas restricciones se refuerzan. La velocidad de 3,0 metros por segundo corresponde a 100 metros de altura, cota que las superficies limitadoras de obstáculos no admiten en el entorno de las pistas. Como el viento pierde velocidad al acercarse al suelo, una turbina de menor altura de buje dispone de menos recurso todavía, según se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 3.12. Velocidad del viento estimada a alturas de buje compatibles con las restricciones aeronáuticas.

Altura de buje [m]	Velocidad estimada [m/s]
100	3,00
50	2,6 a 2,7
30	2,4 a 2,5
20	2,2 a 2,4

Fuente: elaboración propia sobre datos del Explorador Eólico del Ministerio de Energía.

A las alturas que las restricciones aeronáuticas permiten, la velocidad media queda por debajo del umbral de arranque de cualquier turbina comercial. La limitación de altura no solo impide la estructura, además reduce un recurso que ya resultaba insuficiente.

La generación eólica se descarta en consecuencia y no pasa a la evaluación económica de la sección 3.4. Los valores de la Tabla 3.12 son elaboración propia a partir del dato del Explorador Eólico y suponen un exponente de cizalle entre 0,14 y 0,20, rango habitual en terreno abierto. La magnitud de la brecha respecto de los umbrales de viabilidad hace que ese supuesto no incida en la conclusión.

Conviene precisar que el descarte responde a las condiciones de este emplazamiento y no a la tecnología. El Aeropuerto Seymour de Baltra, en las islas Galápagos, opera con generación eólica y fotovoltaica y es reconocido como el primer aeropuerto ecológico del mundo. La diferencia está en el sitio y en la escala, ya que Baltra es un emplazamiento insular expuesto a vientos oceánicos sostenidos y atiende un tráfico y una superficie de terminal muy inferiores a los del recinto analizado. Lo que allí permite cubrir el suministro completo, aquí no alcanza siquiera el umbral de arranque.

3.3.4 Ampliación de la generación fotovoltaica

Descartada la generación eólica, la energía solar fotovoltaica queda como la única alternativa de generación renovable en el sitio con potencial de aporte significativo. A diferencia del caso anterior, aquí concurren tres condiciones favorables poco frecuentes: un recurso solar de calidad, una instalación previa en operación que permite verificar el desempeño real sin recurrir a estimaciones, y superficie de cubierta disponible sobre edificios ya construidos, lo que evita ocupar terreno con valor operacional.

El recurso solar del emplazamiento

Se consultó el Explorador Solar del Ministerio de Energía para las coordenadas del recinto. Esta herramienta se sustenta en una base de datos de radiación solar de resolución horizontal de 90 metros, cuyo modelo y validación se encuentran publicados (Molina et al., 2017). La radiación global horizontal alcanza 5,50 kWh por metro cuadrado al día, equivalentes a 2.008 kWh por metro cuadrado al año. Sobre un plano inclinado en 33 grados, correspondiente a la latitud del emplazamiento y por tanto a la inclinación de mayor captación anual, el valor sube a 5,97 kWh por metro cuadrado al día, es decir 2.179 kWh anuales. La inclinación aporta en consecuencia un 8,5% adicional respecto de la superficie horizontal.

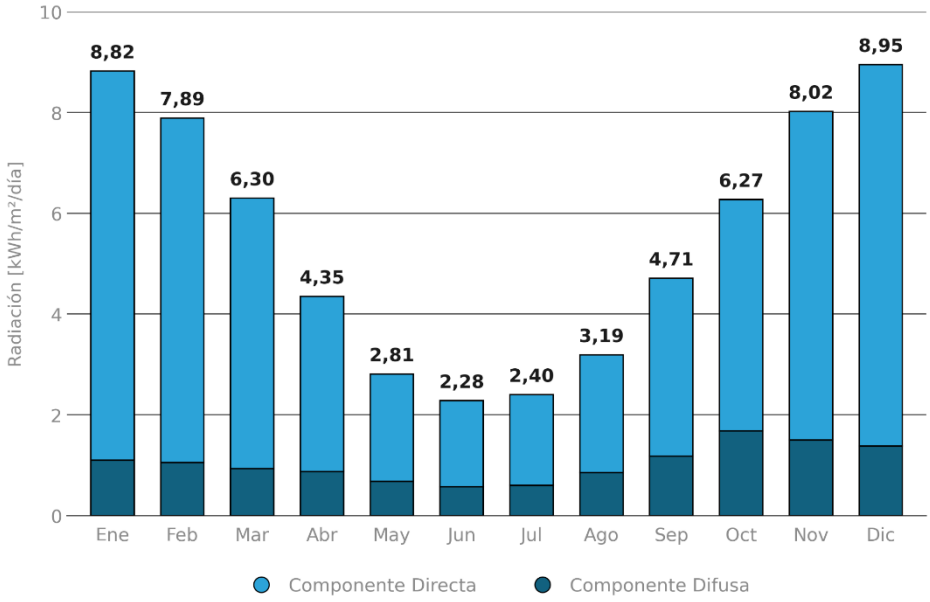


Figura 3.2. Ciclo anual de radiación global horizontal en el emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez, con descomposición en componente directa y difusa.

Fuente: Explorador Solar correspondiente a emplazamiento del aeropuerto Arturo Merino Benitez de Santiago, Ministerio de Energía de Chile

Dos características adicionales del recurso conviene destacar. La radiación directa normal alcanza 7,44 kWh por metro cuadrado al día frente a 1,07 de radiación difusa, proporción que indica un cielo predominantemente despejado y favorece el desempeño de los módulos. Coherentemente, la frecuencia de nubes es de solo 13%. La temperatura ambiente media de 14,8 grados también favorece, ya que la eficiencia de conversión de los módulos disminuye con la temperatura de celda y un emplazamiento templado sufre menos pérdidas por este concepto que uno desértico de radiación comparable.

Tabla 3.13. Recurso solar del emplazamiento del Aeropuerto Arturo Merino Benítez.

Parámetro del recurso solar	Valor
Radiación global horizontal	5,50 kWh/m2/día (2.008 kWh/m2/año)
Radiación global inclinada a 33 grados	5,97 kWh/m2/día (2.179 kWh/m2/año)
Radiación directa normal	7,44 kWh/m2/día
Radiación difusa horizontal	1,07 kWh/m2/día
Frecuencia de nubes	13%
Temperatura ambiente media	14,8 grados Celsius

Fuente: Explorador Solar, Ministerio de Energía de Chile.

El ciclo anual presenta la estacionalidad propia de la latitud, con un máximo de 8,95 kWh por metro cuadrado al día en diciembre y un mínimo de 2,28 en junio, es decir una razón cercana a cuatro veces entre el mes más y el menos favorable. Esta estacionalidad tiene una consecuencia práctica sobre la cartera en su conjunto. La generación fotovoltaica es máxima en verano, cuando la demanda de climatización del recinto se concentra en enfriamiento, y mínima en invierno, cuando se concentra en calefacción. El aporte solar respalda por tanto mejor la carga de enfriamiento que la de calefacción, lo que refuerza el criterio de conservar capacidad de respaldo en la medida de electrificación térmica que se analiza en la sección siguiente.

Verificación con el desempeño de la planta existente

El recinto cuenta con una planta fotovoltaica en operación desde julio de 2020, de 825 kWp instalados sobre la cubierta del edificio T1, conformada por 2.466 módulos policristalinos y 14 inversores, en configuración coplanar con inclinación de 20 grados, conectada a la red sin inyección y con autoconsumo total. Esta instalación entrega el insumo más valioso disponible para el dimensionamiento, que es un registro de desempeño real en el mismo emplazamiento.

La generación medida fue de 1.442 MWh en 2023 y 1.463 MWh en 2024, equivalentes a rendimientos específicos de 1.748 y 1.773 kWh por kWp instalado, es por esto que se adopta un valor promedio de 1.760 kWh por kWp al año. Conviene notar que la producción de diseño declarada por el operador

para esta planta fue de 1.260 MWh anuales, de modo que el desempeño efectivo la excede en cerca de 16%.

Los datos recopilados del Explorador Solar permiten verificar que ese rendimiento es coherente con el recurso solar, relacionando la generación específica medida con la radiación disponible sobre el plano de los módulos se obtiene una razón de desempeño del orden de 0,81 a 0,83, según se considere la inclinación óptima de 33 grados o la inclinación efectiva de 20 grados con que fue montada la planta. Ese rango es el propio de una instalación sobre cubierta bien ventilada, de operación reciente y con mantenimiento regular.

Capacidad a instalar y condición de autoconsumo

La restricción que gobierna la capacidad no es la superficie disponible ni el recurso, sino la decisión de mantener el régimen de autoconsumo sin inyección a la red. Esa decisión responde a una condición regulatoria concreta. El mecanismo de facturación neta establecido por la Ley N° 21.118 (2018) aplica a clientes regulados con capacidad instalada de hasta 300 kW, umbral que una instalación de varios megawatts excede por completo. Un proyecto de esa escala que inyectara excedentes quedaría sujeto al régimen de pequeños medios de generación distribuida, con la tramitación, los estudios de conexión y las obligaciones de coordinación que ello implica. Mantener la generación por debajo de la demanda instantánea evita ese camino y permite valorizar cada kWh generado al precio de compra de la energía, que es superior al precio al que se remunera una inyección.

Se dimensiona en consecuencia una ampliación de 4.000 kWp, que eleva la capacidad total del recinto a 4.825 kWp. La potencia entregada en las horas de mayor irradiancia alcanzaría del orden de 3.860 kW, equivalentes a cerca del 80% de la potencia nominal por efecto de las pérdidas del sistema. La carga media del recinto proyectada al año 2030, considerando la demanda eléctrica resultante después de aplicar la cartera completa, se sitúa en torno a 5.830 kW. La generación queda por tanto por debajo de la demanda media y el autoconsumo se preserva sin necesidad de almacenamiento.

Esta verificación debe completarse con la curva de carga horaria del recinto, antecedente que el operador no publica. La comparación realizada emplea la carga media anual, mientras que la condición crítica corresponde a la demanda mínima en horas de sol, que se produciría un domingo de baja temporada. Si en esas horas la demanda descendiera por debajo de la generación instantánea, se producirían excedentes puntuales. La solución para ese caso no es el almacenamiento sino la limitación de potencia de salida de los inversores, función disponible de forma estándar en los equipos actuales, cuyo costo es nulo y cuya pérdida energética sería marginal por concentrarse en pocas horas

al año. Obtener la curva de carga permitiría confirmar la capacidad de 4.000 kWp o eventualmente ampliarla.

Tabla 3.14. Demanda eléctrica total del recinto al año 2030 y carga media equivalente.

Concepto (escenario tendencial 2030)	Energía [MWh/año]
Consumo eléctrico de red	48.000
Generación fotovoltaica existente	1.452
Demanda eléctrica total	49.452
Reducción por eficiencia energética y sistemas de gestión	−3.840
Incremento por electrificación de la demanda térmica	+5.348
Incremento por electrificación de la flota propia	+73
Demanda eléctrica total con cartera implementada	51.033
Carga media equivalente [kW]	5.826

Fuente: elaboración propia sobre la proyección de la sección 3.2.2.

Con el rendimiento adoptado, la ampliación aporta 7.040 MWh anuales y evita 1.091 tCO2e por año, equivalentes a un 23% de la brecha de trabajo. La generación fotovoltaica total del recinto, sumando la planta existente, cubriría cerca del 17% de la demanda eléctrica proyectada.

Superficie requerida

La superficie es el parámetro que queda por verificar. La densidad de potencia se deriva de la propia planta existente, cuyos 2.466 módulos de 334 Wp ocupan del orden de 5.500 metros cuadrados de cubierta considerando pasillos de mantenimiento, lo que arroja unos 150 Wp por metro cuadrado ocupado. Los módulos de generación actual, de mayor potencia unitaria, permiten alcanzar del orden de 185 Wp por metro cuadrado en la misma configuración. Se adopta un valor intermedio de 165 Wp

por metro cuadrado, que arroja una necesidad de unos 24.000 metros cuadrados, con un rango de 22.000 a 27.000 según la tecnología de módulo que finalmente se especifique.

Ese rango debe contrastarse con la superficie de cubierta efectivamente disponible en los edificios T1, T1A y T2, descontando las áreas ocupadas por equipos de climatización, ductos, lucernarios y vías de circulación, así como las zonas cuya capacidad estructural no admita la carga adicional. La planta existente ocupa unos 5.500 metros cuadrados de la cubierta del T1 y sirve como referencia de escala para esa medición. La verificación es requisito previo a la etapa de diseño y no se resuelve con la información publicada por el operador.

Requisitos específicos del entorno aeroportuario

Una instalación fotovoltaica en un aeropuerto está sujeta a exigencias que no aplican a una instalación industrial equivalente, y su omisión puede invalidar una configuración que resulte óptima desde el punto de vista energético. Estas exigencias tienen costo y deben incorporarse a la inversión.

La primera es el análisis de reflejo y deslumbramiento. La guía técnica de la Administración Federal de Aviación de Estados Unidos para la evaluación de tecnologías solares en aeropuertos (FAA Airport Planning, 2018) establece que el deslumbramiento proveniente de los módulos puede producir impacto ocular sobre pilotos y controladores, y que su evaluación puede requerir desde una consulta cualitativa con la torre de control hasta un análisis geométrico que determine los días y horas en que se predice el efecto. La política provisoria emitida por esa administración incorporó criterios de medición de reflejo y deslumbramiento y exige el análisis para toda instalación dentro del perímetro aeroportuario. Existen herramientas de simulación de uso extendido que permiten predecir la ocurrencia de deslumbramiento sobre la torre y sobre las trayectorias de aproximación, cuyo resultado puede restringir la orientación e inclinación de los módulos (Sreenath et al., 2024). La experiencia acumulada en la implementación de proyectos solares en recintos aeroportuarios se encuentra sistematizada en la literatura técnica del sector.

Este punto interactúa con el dimensionamiento. La inclinación de mayor captación anual es de 33 grados, pero la planta existente fue montada a 20 grados. Un ángulo menor reduce el aporte por inclinación, aunque también reduce la superficie de reflexión visible desde ángulos bajos y facilita la aprobación del análisis de deslumbramiento. La configuración final debe surgir de ese análisis y no de la optimización energética aislada, lo que constituye una diferencia sustantiva respecto de un proyecto fotovoltaico convencional.

La segunda exigencia es estructural. La ampliación se instala sobre cubiertas de edificios en operación, cuya capacidad de carga fue calculada sin considerar el peso adicional de módulos y

estructura de montaje. Se requiere verificación estructural por sector y, eventualmente, refuerzo local, partida cuya magnitud solo puede establecerse tras esa verificación.

La tercera es operacional. Los trabajos se ejecutan sobre un terminal en funcionamiento continuo, lo que impone restricciones de horario, coordinación con la operación aeroportuaria y procedimientos de seguridad más exigentes que los de una obra convencional. Este factor incrementa el costo de la instalación respecto de una obra equivalente en un recinto industrial.

Almacenamiento en baterías

La incorporación de almacenamiento se evaluó y se descarta para el caso base, por una razón que conviene explicar. Un sistema de baterías cumple alguna de tres funciones: almacenar excedentes que de otro modo se perderían, desplazar consumo desde horas de tarifa alta hacia horas de tarifa baja, o proveer respaldo ante fallas de suministro. Ninguna de las tres se verifica aquí.

No hay excedentes que almacenar, porque el dimensionamiento mantiene la generación por debajo de la demanda instantánea. El desplazamiento tarifario solo tendría sentido si existiera una diferencia horaria de precio que lo justificara y capacidad de generación excedente para cargar las baterías, condición que tampoco se cumple. Y el respaldo ante fallas ya está resuelto en el recinto mediante grupos electrógenos, cuya función es crítica para sistemas de navegación e iluminación de pistas y que no puede sustituirse por almacenamiento electroquímico sin un rediseño completo del esquema de emergencia.

El orden de magnitud del costo confirma la conclusión. Un sistema capaz de almacenar dos horas de generación de la planta ampliada requeriría del orden de 7,7 MWh de capacidad, con una inversión estimada entre 2,3 y 3,1 millones de dólares según el costo unitario que se adopte, orden de magnitud consistente con los valores de referencia para sistemas fotovoltaicos con almacenamiento (Ramasamy et al., 2010). Esa cifra es comparable a la inversión completa en generación fotovoltaica y no aportaría ningún MWh adicional ni ninguna tonelada evitada. El almacenamiento se descarta en consecuencia del caso base, y su evaluación quedaría justificada solo si un análisis posterior de la curva de carga revelara excedentes significativos o si el operador definiera un objetivo de resiliencia energética distinto del actual.

Estimación de la inversión

La estimación se ancla en el proyecto ejecutado en el propio recinto. La planta fotovoltaica de 825 kWp puesta en servicio en 2020 sobre la cubierta del edificio T1 representó una inversión de 700.000 dólares (A. Baeza, subgerente de calidad y medioambiente, Aeropuerto de Santiago, 2025), equivalentes a 848 dólares por kWp instalado. Ese valor constituye el punto de partida más sólido

disponible, por corresponder al mismo emplazamiento, al mismo tipo de montaje sobre cubierta, al mismo mercado de proveedores y a las mismas condiciones de ejecución en un recinto aeroportuario en operación.

Actualizar ese valor a condiciones de 2026 requiere definir un criterio de escalamiento. El seguimiento sistemático de costos de sistemas fotovoltaicos indica que, si bien las mejoras tecnológicas y el crecimiento de la cadena de suministro han reducido los costos de los equipos, el costo total de sistema se ha mantenido relativamente estable en términos reales desde el año 2020 (Ramasamy et al., 2010). Bajo esa evidencia, el costo nominal evoluciona aproximadamente con la inflación, lo que hace del índice de precios al consumidor un escalador razonable.

El escalamiento se realiza sobre el Índice de Precios al Consumidor de Chile y no sobre un índice externo, dado que la obra se ejecuta en territorio nacional y las partidas de estructura de montaje, cableado, instalación, mano de obra e ingeniería se contratan en el mercado local y se denominan en pesos. Ahora bien, la inversión de referencia está expresada en dólares, de modo que aplicar el índice nacional de forma directa sobre esa cifra mezclaría unidades, ya que ese índice mide la variación del poder adquisitivo del peso y no del dólar. El procedimiento correcto consiste en convertir el monto a pesos del año de ejecución, aplicar la variación acumulada del índice y reconvertir a dólares a la paridad vigente. Este procedimiento incorpora de forma implícita la depreciación del peso en el periodo, que compensa parcialmente el efecto inflacionario.

Tabla 3.15. Actualización del costo unitario de referencia a condiciones de 2026.

Etapa	Operación	Resultado
Inversión de referencia	Planta de 825 kWp, año 2020	700.000 USD
Conversión a moneda nacional	Cambio de 2020, 793 CLP/USD	555.100.000 CLP
Actualización por inflación	Variación acumulada del IPC 2021-2026, 39,3%	773.108.524 CLP
Reconversión a dólares	Paridad vigente, 923 CLP/USD	837.604 USD
Costo unitario actualizado	Sobre 825 kWp	1.015 USD/kWp

Fuente: elaboración propia sobre datos de Banco Central.

Sobre ese costo base se incorporan las partidas asociadas a las exigencias específicas del entorno aeroportuario descritas anteriormente.

Tabla 3.16. Estimación de la inversión en ampliación fotovoltaica.

Inversión	Base de cálculo	Monto [USD]
Suministro e instalación	4.000 kWp a 1.015 USD/kWp	4.060.000
Análisis de reflejo y deslumbramiento	Estudio específico	25.000
Verificación y refuerzo estructural	5% del costo base	203.000
Sobrecosto por obra en recinto operativo	10% del costo base	406.000
Inversión total estimada	1.173 USD/kWp	4.694.000

Fuente: elaboración propia.

Los porcentajes asignados a verificación estructural y a sobrecosto por ejecución en recinto operativo constituyen supuestos propios, ya que no se dispone de proyectos de referencia con esas partidas desagregadas. Su magnitud conjunta representa un 15% del costo base.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento corresponden a partidas recurrentes que, si bien son de magnitud menor frente a la inversión inicial, se repiten en todos los años del horizonte de evaluación. La base de datos de referencia tecnológica del Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos consigna, para sistemas fotovoltaicos comerciales, un costo fijo de operación y mantenimiento de 21 dólares por kWp instalado al año (Walker et al., 2020). Ese es el valor que se adopta, sin ajustes, lo que evita introducir supuestos propios en un parámetro sobre el cual no se dispone de información local. Aplicado a la ampliación de 4.000 kWp, arroja un costo anual de 84.000 dólares.

La referencia adoptada corresponde al mercado estadounidense, de modo que conviene examinar qué partidas comprende y cuáles de ellas generan efectivamente costo incremental en el emplazamiento analizado.

Tabla 3.17. Partidas comprendidas en el costo de operación adoptado y su aplicabilidad al emplazamiento.

Partida comprendida en el valor de referencia	Aplicabilidad al emplazamiento
Gestión de activos, cumplimiento y reportería	Parcial. El esquema de autoconsumo sin inyección evita las obligaciones de reportería asociadas a la condición de generador ante el coordinador del sistema eléctrico
Seguros	Aplica
Seguridad del sitio	No genera costo incremental. Se encuentra provista por el sistema de seguridad del recinto aeroportuario
Limpieza de módulos	Aplica, con frecuencia superior a la habitual por las condiciones de material particulado de la cuenca de Santiago y la ausencia de precipitaciones en el periodo de mayor generación
Remoción de vegetación	No aplica. El montaje se realiza sobre cubiertas de edificios existentes
Reemplazo de componentes por falla	Aplica

Fuente: Walker A. et al, Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems (2020).

Tres de las seis partidas no generan costo incremental o lo generan de forma parcial en el caso analizado. A ello se suma que el costo de la mano de obra de limpieza e inspección en el mercado local es inferior al del mercado de referencia. El valor adoptado sobreestima en consecuencia el costo efectivo de operación, y esa sobreestimación opera como holgura del resultado, en línea con el criterio de sesgo conservador aplicado en el resto del dimensionamiento.

Una partida adicional queda fuera de la estimación anual y se recoge de forma separada en la sección 3.4. La vida útil de los inversores es inferior a la de los módulos, y aunque las estructuras de costos de referencia contemplan una reserva anual para ese reemplazo, su ocurrencia efectiva se concentra en un ejercicio determinado del horizonte de evaluación. Su tratamiento como desembolso puntual y no como gasto uniforme resulta más apropiado para el cálculo del valor actual neto.

3.3.5 Electrificación de la demanda térmica

La combustión de gas licuado para climatización aporta 5.417 de las 6.751 tCO2e de Alcance 1 proyectadas al año 2030, esto es, cuatro quintos de esa componente y un 38% del total tendencial. Es además la única fuente significativa que ninguna de las medidas anteriores modifica. La eficiencia energética reduce su magnitud, pero no su naturaleza, la generación fotovoltaica no la alcanza porque no constituye una demanda eléctrica, y la descarbonización de la matriz nacional tampoco la afecta porque no proviene de la red. A esto se agrega que es la fuente de mayor crecimiento proyectado, por efecto de la habilitación de nuevas áreas climatizadas.

La conclusión de la sección 3.2 se traduce por tanto en un requerimiento concreto: sin intervención sobre la demanda térmica la meta no se alcanza, cualquiera sea la magnitud de la generación fotovoltaica que se instale.

Selección de la tecnología

Tres alternativas pueden abordar esta demanda. La primera es continuar mejorando el rendimiento de la combustión mediante calderas de mayor eficiencia. La segunda es sustituir la combustión por bombas de calor aerotérmicas, que extraen energía del aire exterior y la elevan mediante un ciclo de compresión accionado eléctricamente. La tercera es la geotermia de baja entalpía, que emplea el subsuelo como fuente de intercambio térmico.

La primera alternativa presenta un margen ya capturado en buena medida. El recambio de calderas ejecutado en la planta térmica del edificio T1 en 2023 redujo el consumo específico de gas licuado desde 193 a 80 kilogramos por hora, una mejora del orden de 59% en las unidades intervenidas (A. Baeza, subgerente de calidad y medioambiente, Aeropuerto de Santiago, 2025). Una segunda ronda de reemplazo por unidades de mayor eficiencia rendiría un beneficio marginal decreciente, y tampoco altera la naturaleza de la fuente, ya que las emisiones seguirían siendo de combustión directa y no se beneficiarían de la descarbonización de la matriz eléctrica en los años posteriores.

La tercera alternativa cuenta con antecedentes en el sector aeroportuario. El aeropuerto de Christchurch fue pionero en el uso de sistemas geotérmicos de intercambio con el terreno, experiencia que posteriormente compartió con otros actores de su región (OACI, 2022). Su ventaja es un coeficiente de desempeño superior al de la solución aerotérmica, por la mayor estabilidad térmica del subsuelo respecto del aire exterior. Su evaluación requiere sin embargo un estudio geotécnico del emplazamiento y disponibilidad de superficie de terreno dentro del perímetro aeroportuario, condiciones que esta memoria no puede establecer con la información disponible. Se descarta en consecuencia del dimensionamiento y se deja planteada como línea de análisis posterior.

Se selecciona la segunda alternativa. Las bombas de calor aerotérmicas no requieren estudios de suelo ni ocupación de terreno, se instalan sobre las plantas térmicas existentes y trasladan la demanda desde una fuente de combustión hacia el vector eléctrico, con lo que pasan a beneficiarse de la trayectoria decreciente del factor de emisión del sistema.

Descripción de la tecnología seleccionada

Una bomba de calor no genera calor por combustión sino que lo transporta desde un foco de menor temperatura hacia uno de mayor temperatura, mediante un ciclo termodinámico de compresión de vapor accionado eléctricamente. En la configuración aerotérmica, el foco frío es el aire exterior. Un refrigerante en estado líquido se evapora en el intercambiador exterior absorbiendo energía del aire ambiente, un compresor eleva su presión y con ello su temperatura de condensación, y el refrigerante cede esa energía en el intercambiador interior antes de expandirse y reiniciar el ciclo.

La consecuencia relevante de este principio es que la energía térmica entregada excede la energía eléctrica consumida, ya que la mayor parte del calor útil proviene del aire exterior y no del accionamiento. Esa relación se expresa mediante el coeficiente de desempeño, definido como el cociente entre la energía térmica entregada y la energía eléctrica consumida. Un equipo con coeficiente de desempeño igual a 3 entrega tres unidades de calor por cada unidad de electricidad consumida, de las cuales dos provienen del ambiente. Una caldera, en cambio, no puede entregar más energía que la contenida en el combustible.

En la configuración aire-agua, que es la aplicable al caso analizado, el equipo entrega agua caliente que alimenta las baterías de las unidades de tratamiento de aire ya instaladas, de modo que la intervención se concentra en la planta térmica y no en la red de distribución ni en los equipos terminales. Esta tecnología se encuentra normalizada en el mismo marco regulatorio que las calderas, el cual define sus condiciones de ensayo, su temperatura bivalente y sus valores declarados de desempeño (Comisión Europea, 2013).

La sustitución produce además un efecto que la combustión no puede replicar. Las emisiones asociadas a una caldera dependen del factor de emisión del combustible, que es constante en el tiempo. Las de una bomba de calor dependen del factor de emisión del sistema eléctrico, que sigue una trayectoria decreciente conforme a la sección 3.2.3. La medida reduce emisiones en el año de su implementación y continúa reduciéndolas de forma progresiva durante el resto del horizonte.

Parámetros de cálculo

El dimensionamiento se realiza sobre la demanda térmica que subsiste después de aplicar las medidas de eficiencia de la sección 3.3.2, conforme al criterio de cálculo secuencial establecido en secciones anteriores.

Los parámetros técnicos y de costo se toman del catálogo de datos tecnológicos para instalaciones individuales de calefacción de la Agencia Danesa de Energía, que consigna proyecciones para distintos años de referencia (Danish Energy Agency, 2025). Se emplea la columna correspondiente a cada año según la naturaleza de la variable que gobierna. Los costos de inversión y el rendimiento de las calderas existentes se toman del año 2025, dado que el desembolso de capital se materializa en el momento actual y las calderas a desplazar son las actualmente instaladas. El coeficiente de desempeño de las bombas de calor se toma del año 2030, por corresponder a un parámetro que gobierna la operación del equipo a lo largo de todo el horizonte de evaluación y no el momento de su adquisición.

El coeficiente adoptado es 3,25, valor que el catálogo consigna como rendimiento anual medio neto al año 2030 para bombas de calor aire-agua instaladas en edificación existente (Danish Energy Agency, 2025). Ese valor se construye sobre muestras de desempeño estacional determinadas conforme al procedimiento de cálculo normalizado en la estación de calefacción europea de referencia. Los datos del catálogo provienen además de un régimen climático notoriamente más frío que el del emplazamiento analizado, cuya temperatura ambiente media es de 14,8 grados (Ministerio de Energía, 2026b), condición que favorece el desempeño real del equipo por sobre el valor de referencia.

El rendimiento de caldera adoptado corresponde al valor consignado en el mismo catálogo para calderas de gas en edificación existente, que establece un rendimiento anual medio neto de 1,01 (Danish Energy Agency, 2025). El valor superior a la unidad se explica porque está referido al poder calorífico inferior del combustible y corresponde a equipos de condensación, que recuperan parte del calor latente contenido en los productos de combustión. Este valor sustituye al que se emplea habitualmente para calderas convencionales sin condensación. Su adopción reduce la reducción neta de emisiones atribuible a la medida, dado que un rendimiento mayor implica que la misma cantidad de gas desplazado entrega más calor útil y exige en consecuencia más electricidad para sustituirlo. La dirección del ajuste opera por tanto en contra del proyecto.

Esquema de operación y fracción electrificada

Se adopta un esquema de operación bivalente, en el cual la bomba de calor cubre la demanda base y las calderas existentes cubren la punta y actúan como respaldo. Este esquema es el modo de operación

normalizado para instalaciones de este tipo, y el marco regulatorio que rige la declaración de desempeño de estos equipos define expresamente la temperatura bivalente como el parámetro que delimita el punto de transición entre ambas fuentes (Comisión Europea, 2013).

Dos razones sustentan la elección de este esquema por sobre la electrificación total. La primera es que las calderas de la planta térmica del edificio T1 fueron reemplazadas en 2023, de modo que constituyen un activo recientemente renovado cuya conservación como respaldo no implica inversión adicional. La segunda es que la potencia a instalar, y con ella la inversión, se determina por la demanda de punta y no por la demanda anual de energía, por lo que dimensionar el equipo para cubrir el total obligaría a instalar capacidad que operaría durante pocas horas al año.

La determinación de la fracción a electrificar descansa en una distinción entre dos magnitudes que no son proporcionales entre sí. La potencia a instalar queda determinada por la demanda de punta, mientras que la reducción de emisiones queda determinada por la energía anual desplazada. Dado que la demanda de punta se verifica durante un número acotado de horas al año, un equipo dimensionado por debajo de esa punta cubre una fracción de la energía anual considerablemente superior a su participación en la potencia. El principio de diseño correspondiente establece que la bomba de calor puede dimensionarse a una capacidad inferior a la de punta y operar de forma autónoma cuando la demanda lo permite, o en conjunto con la caldera cuando la demanda la excede, con ejemplos de dimensionamiento situados en el orden del 50% de la carga de punta (CIBSE, 2023).

Esa desproporción se encuentra cuantificada. La Figura 3.5 cruza la carga térmica expresada como porcentaje de la punta con la distribución de horas de operación según temperatura exterior, y estima la proporción de energía anual entregada por sobre distintos puntos de carga. El resultado es que solo entre un 5% y un 10% de la energía térmica anual se entrega cuando la carga supera el 75% de la punta, mientras que un 85% a 90% se entrega cuando la carga supera apenas el 25% de la punta (CIBSE, 2023).

Leído en sentido inverso, un equipo dimensionado al 50% de la potencia de punta cubre entre un 80% y un 90% de la energía anual. La razón es visible en la distribución de horas: la operación se concentra en el rango de temperaturas templadas, donde la carga es parcial, y las condiciones de punta se verifican durante un número reducido de horas al año.

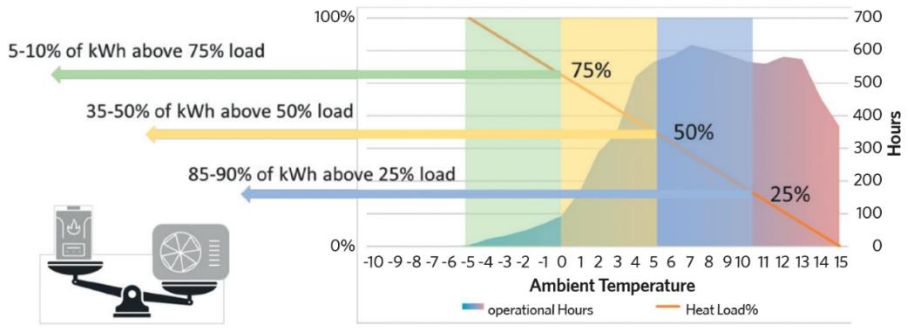


Figure 2: Estimated proportion of delivered kWh above specific load points

Figura 3.3. Proporción estimada de energía térmica anual entregada por sobre distintos puntos de carga.

Fuente: (CIBSE, 2023).

Corresponde precisar que dicha figura corresponde a un clima templado continental, con temperatura de diseño de menos 5 grados y rango de operación entre menos 10 y 15 grados. Las condiciones del emplazamiento analizado no alcanzan esos extremos. La forma de la curva de duración de carga resultaría en este caso aún más favorable a la operación bivalente, dado que la proporción de horas en condiciones próximas a la punta es menor. El principio de diseño se sostiene por tanto con mayor holgura que en el clima de referencia.

Se adopta en consecuencia una fracción del 80% de la energía térmica anual, que corresponde al extremo inferior de la cobertura que la evidencia asocia a un dimensionamiento al 50% de la punta. La elección incorpora un margen que absorbe la incertidumbre asociada a trasladar valores de referencia obtenidos en otro régimen climático.

Carga de diseño y potencia a instalar

La potencia térmica que debe instalarse se obtiene aplicando la fracción bivalente a la carga de diseño de calefacción del recinto. Esa carga de diseño se determina a partir de la energía térmica anual y de las horas equivalentes anuales en modo activo, parámetro definido como el número anual de horas durante las cuales el equipo debe suministrar la carga de diseño de calefacción para satisfacer la demanda anual de calor de referencia (Comisión Europea, 2013).

El mismo reglamento fija ese parámetro en 2.066 horas sobre la estación de calefacción europea de referencia, que es la distribución normalizada de temperaturas exteriores y horas de operación para clima templado establecida en su anexo de medición y cálculo (Comisión Europea, 2013). Se adopta

ese valor por dos razones, la primera es que corresponde exactamente a la magnitud que el dimensionamiento requiere, sin necesidad de cambio entre parámetros distintos. La segunda es que los valores de desempeño estacional empleados en esta sección se construyen sobre esa misma estación de referencia, de modo que ambos parámetros provienen de un método de cálculo común.

Sobre los 21.725 MWh de calor útil anual, ese valor entrega una carga de diseño de 10.516 kW térmicos, equivalente a una densidad de potencia de 36,4 vatios por metro cuadrado sobre los 289.000 metros cuadrados de superficie construida del recinto, magnitud consistente con la instalación de climatización de un edificio de esta naturaleza. Aplicando la fracción bivalente del 50%, la potencia térmica a instalar resulta de 5.258 kW.

El valor normativo está establecido para la estación de calefacción europea de referencia y para equipamiento de calefacción individual. Un terminal aeroportuario opera de forma continua durante todo el año, con ventilación y climatización permanentes, condición que aplana su curva de duración de carga y sitúa sus horas equivalentes efectivas por sobre el valor de referencia. Un número mayor de horas equivalentes entrega una carga de diseño menor, de modo que el valor adoptado sobreestima tanto la potencia requerida como la inversión asociada.

Tabla 3.18. Balance de la demanda térmica electrificada y dimensionamiento al año 2030.

Concepto	Valor
Consumo de gas licuado, escenario tendencial 2030	23.900 MWh
Consumo tras medidas de eficiencia	21.510 MWh
Calor útil entregado, rendimiento de caldera 1,01	21.725 MWh
Demanda térmica electrificada, 80%	17.380 MWh
Gas licuado desplazado	17.208 MWh
Gas licuado remanente para respaldo	4.302 MWh
Carga de diseño de calefacción del recinto	10.516 kW
Potencia térmica a instalar, 50% de la punta	5.258 kW

Fuente: elaboración propia sobre Comisión Europea (2013), CIBSE (2023) y Danish Energy Agency (2025).

Reducción de emisiones

El gas licuado desplazado evita 3.906 tCO2e anuales. Contra esa cifra se descuentan las emisiones asociadas al consumo eléctrico de las bombas de calor, que asciende a 5.348 MWh conforme al coeficiente de desempeño adoptado y genera 829 tCO2e al factor de emisión proyectado del sistema eléctrico. La reducción neta alcanza 3.077 tCO2e anuales, el mayor aporte individual de la cartera. El gas licuado remanente destinado a respaldo genera 977 tCO2e anuales, que subsisten en el Alcance 1.

Tabla 3.19. Reducción de emisiones asociada a la electrificación de la demanda térmica.

Concepto	Energía [MWh]	Factor [tCO2e/MWh]	Emisiones [tCO2e]
Gas licuado desplazado	17.208	0,227	3.906
Consumo eléctrico de las bombas de calor	5.348	0,155	829
Reducción neta			**3.077**
Gas licuado remanente en respaldo	4.302	0,227	977

Fuente: elaboración propia.

Condiciones de integración

Tres condiciones acompañan la medida, siendo la primera la temperatura de impulsión. Las bombas de calor aerotérmicas operan con buen desempeño hasta temperaturas del orden de 55 grados, de modo que su integración depende de que las baterías de las unidades de tratamiento de aire admitan esa temperatura. Si fueron dimensionadas para el salto térmico de una caldera, la conversión puede exigir el recambio de baterías o un esquema híbrido en que la caldera eleve la temperatura en los días más fríos, función que en este dimensionamiento ya cumple la capacidad de caldera conservada.

La segunda es la capacidad eléctrica. La demanda adicional de 5.348 MWh anuales debe verificarse contra la capacidad de transformación disponible en las plantas térmicas y contra la potencia contratada del recinto.

La tercera es que las unidades reversibles desplazan también parte de la carga de enfriamiento en verano. Ese beneficio no se contabiliza aquí, para no introducir un supuesto adicional sobre el reparto estacional de la demanda, y opera como holgura del resultado.

Estimación de la inversión

A diferencia de la generación fotovoltaica, no existe un proyecto de referencia ejecutado en el recinto que permita anclar el costo unitario, dado que el operador no cuenta con instalaciones de esta tecnología. La estimación se apoya en consecuencia en el catálogo de datos tecnológicos ya referido, que consigna costos de inversión desagregados por tecnología, tipo de edificación y año de referencia con precios de referencia en Europa (Danish Energy Agency, 2025).

Se emplea la categoría correspondiente a bomba de calor aire-agua en edificación colectiva existente, cuya unidad de referencia tiene una capacidad de 320 kW térmicos. El propio catálogo consigna que la solución habitual para instalaciones de mayor tamaño consiste en la disposición en cascada de varias unidades de menor capacidad, configuración que resulta aplicable al dimensionamiento planteado.

El costo unitario de referencia para el año 2025 asciende a 976 euros por kW térmico, equivalentes a 1.054 dólares a la paridad empleada en esta sección, lo que sitúa la inversión en 5.542.000 dólares para los 5.258 kW dimensionados. Los costos anuales de operación y mantenimiento consignados en la misma fuente ascienden a 11,42 euros por kW térmico al año, equivalentes a 65.000 dólares anuales para la capacidad dimensionada. La vida útil técnico económica declarada es de 20 años (Danish Energy Agency, 2025).

El costo unitario adoptado proviene de un mercado europeo en el cual la partida de instalación representa aproximadamente un tercio de la inversión total y responde a costos de mano de obra superiores a los del mercado nacional. Su aplicación al caso analizado sitúa por tanto la estimación por sobre el costo que cabe esperar en Chile, criterio consistente con el tratamiento adoptado para el resto de los parámetros de esta sección.

La configuración en cascada de unidades de 320 kW, que el propio catálogo señala como la solución habitual para capacidades mayores, permite trasladar ese costo unitario a la escala dimensionada sin ajuste adicional.

La inversión estimada sitúa a la electrificación de la demanda térmica como la medida de mayor costo de la cartera, por sobre la ampliación fotovoltaica, y a la vez como la de mayor aporte de reducción.

Costos de operación y mantenimiento

El costo recurrente de la medida proviene de la misma fuente que entregó el costo de inversión. El catálogo consigna, para la unidad de referencia de 320 kW térmicos en edificación colectiva existente, un costo fijo de operación y mantenimiento de 3.653 euros por unidad al año, equivalentes a 11,42 euros por kW térmico anual. Aplicado a los 5.258 kW dimensionados y convertido a la paridad empleada en esta sección, arroja 65.000 dólares anuales. La fuente no consigna componente variable, de modo que la totalidad del costo es independiente de la energía producida (Danish Energy Agency, 2025).

Ese valor comprende dos componentes de peso desigual. El primero, que representa un 98,5%, corresponde al servicio anual de la instalación, las piezas de reposición y las reparaciones. El segundo, de 53 euros por unidad al año, corresponde al costo de la electricidad auxiliar de las bombas de circulación externas que una instalación de esta escala requiere. Este segundo componente admite una observación, ya que el coeficiente de desempeño declarado en la misma fuente incorpora el consumo de electricidad auxiliar, de modo que su costo queda recogido también en el balance energético desarrollado anteriormente. Retirarlo reduciría el costo en un 1,5%, magnitud que no altera el resultado y cuya permanencia opera en la dirección conservadora adoptada en el resto del dimensionamiento.

El traslado del valor unitario a la capacidad dimensionada merece una precisión. El catálogo advierte que el costo del servicio de una bomba de calor depende poco de su capacidad en kW y responde principalmente a las características de la instalación específica, razón por la cual se define por instalación y no por unidad de potencia. La disposición en cascada dimensionada agrupa del orden de dieciséis unidades de 320 kW en un mismo recinto técnico, condición que permite compartir visitas de servicio y que el escalamiento lineal no recoge. El valor adoptado sobreestima en consecuencia el costo efectivo.

A esa sobreestimación se agrega la ya señalada respecto del origen del dato. El catálogo refleja costos de mano de obra del mercado danés, superiores a los del mercado nacional, y la partida de servicio es intensiva en mano de obra. Ambas condiciones operan en el mismo sentido.

Los 65.000 dólares corresponden únicamente a los equipos incorporados. Las calderas existentes permanecen en servicio cubriendo la fracción no electrificada de la demanda, y su mantención, el arriendo del estanque de almacenamiento y los cargos asociados al suministro de gas licuado ya existen en la situación sin proyecto y no varían por efecto de la medida, por lo que no forman parte de este costo.

La vida útil técnico económica declarada para la tecnología es de 20 años, superior al horizonte de operación de la medida dentro de la concesión, de modo que el dimensionamiento no contempla desembolsos de reposición dentro del período de evaluación.

3.3.6 Electrificación de la flota propia

La última medida de la cartera actúa sobre las fuentes móviles de combustión del operador. Su aporte directo a la reducción de emisiones es el menor de todas las tecnologías evaluadas, condición que la matriz de la sección 3.1.3 ya anticipa al situar el diésel y la gasolina en poco más del 1% de las emisiones gestionables. Su relevancia es de otro orden, ya que la infraestructura de carga que requiere es la misma que habilita la sustitución de los equipos de apoyo terrestre operados por terceros, cuya gestión es requisito de los niveles superiores del programa ACA.

Estado de avance del recinto

El operador informa avances en electromovilidad desde 2019, concentrados en el lado tierra. Estos comprenden 12 puntos de carga para vehículos eléctricos en estacionamientos públicos, la operación de 50 taxis verdes dentro de la flota de transporte terrestre del aeropuerto, seis buses eléctricos que conectan el recinto con la ciudad de Santiago y otros 60 buses de bajas emisiones de tipo Euro V (Aeropuerto de Santiago, 2025). Durante 2024 el operador participó en el programa Aceleradora de Electromovilidad de la Agencia de Sostenibilidad Energética, financiado por el Ministerio de Energía, y desarrolló los estudios que definieron un proyecto piloto y una hoja de ruta para infraestructura de carga de vehículos eléctricos en lado aire y lado tierra.

Sobre la flota bajo control operacional propio el operador ejecutó una intervención acotada. Durante 2024 renovó parte de su flota mediante seis vehículos eléctricos destinados a actividades de mantenimiento y ocho híbridos para el equipo de gerencia, proyecto que declara ejecutado en su totalidad y al que atribuye una reducción de 74,3 toneladas de CO2 equivalente al año (Aeropuerto de Santiago, 2025). El recinto dispone además de dos puntos de carga destinados de forma exclusiva a esos vehículos.

El alcance de ese avance requiere precisión. Los taxis, los buses y los cargadores de estacionamiento corresponden a servicios prestados por terceros o a infraestructura destinada al público, y no forman parte de la flota bajo control operacional del operador. La renovación de 2024, por su parte, cubre catorce unidades, ocho de las cuales son híbridas y mantienen consumo de combustible. Que la sustitución sea parcial se constata en la propia serie de consumos, ya que el recinto consumió 691 MWh de diésel y 6 de gasolina durante el mismo ejercicio en que el proyecto se declara ejecutado, cifra que además supera en 47% a la del año anterior frente a un crecimiento de tráfico de 12,5%.

La reducción declarada admite una lectura adicional. Las 74,3 tCO2e representan un 40% de la huella de las fuentes móviles del recinto, pero equivalen a un 1,2% del recorrido total que la meta de reducción al año 2030 exige. El proyecto figura con cumplimiento del 100% dentro de los indicadores asociados a esa meta, de modo que el indicador registra la ejecución de la iniciativa y no su contribución al objetivo.

Alcance de la segunda fase

El consumo de diésel del recinto no corresponde en su totalidad a flota liviana. Junto a los vehículos de servicio operan maquinaria y los grupos electrógenos que respaldan el suministro. Ninguna de estas dos categorías admite sustitución en el horizonte de este estudio. La medida se dimensiona en consecuencia sobre la flota liviana de mantenimiento y no sobre el consumo agregado de diésel. Su alcance se establece por referencia a la intervención ya ejecutada, cuyo resultado publicado permite determinar el consumo unitario sin recurrir a supuestos externos. Las 74,3 tCO2e atribuidas al proyecto de 2024 equivalen a 278 MWh de diésel desplazados. Considerando que los ocho vehículos híbridos corresponden a uso administrativo de bajo kilometraje y que su aporte a esa cifra es menor, el consumo unitario de un vehículo de mantenimiento se sitúa en torno a 46 MWh anuales, equivalentes a unos 4.700 litros, magnitud consistente con una operación en turno continuo y con tiempos prolongados de detención en marcha mínima.

Se dimensiona una segunda fase de igual alcance que la primera, esto es, seis vehículos de mantenimiento adicionales, que desplazan 278 MWh de diésel. Esa cifra representa un 35% del consumo tendencial del vector al año 2030, proporción coherente con la composición descrita. La reducción se somete a análisis de sensibilidad en la sección 3.4.

Razón de conversión entre combustible y electricidad

Determinar la energía eléctrica que sustituye a un consumo dado de combustible requiere la razón entre el rendimiento de ambas cadenas de tracción. La literatura denomina a este parámetro razón de eficiencia del vehículo eléctrico, definida como la distancia que una cantidad dada de energía permite recorrer a un vehículo eléctrico dividida por la que permite recorrer a uno de combustión. El valor de referencia proviene del cálculo de este indicador sobre la totalidad de los vehículos livianos matriculados en Estados Unidos, cruzando la guía de economía de combustible del departamento de energía, los ensayos de la agencia de protección ambiental y los registros de matriculación, y arroja un valor global de 4,4, con 5,1 en ciclo urbano por efecto de la frenada regenerativa y 3,6 en ciclo de carretera (Singer et al., 2023).

Ese indicador está construido sobre una base de comparación con vehículos a gasolina, por lo que su traslado a un consumo de diésel exige un ajuste. La corrección corresponde únicamente a la mayor eficiencia del motor de encendido por compresión, cuantificada en torno a un 15% respecto del motor de encendido por chispa (U.S. Department of Energy, n.d.), y no incorpora la mayor densidad energética del diésel, dado que el indicador se expresa en base energética y no volumétrica. La razón aplicable al vector diésel resulta por tanto de 4,4 dividido por 1,15, esto es, 3,8. Se adopta el valor global y no el de ciclo urbano, pese a que una flota que opera dentro del recinto a baja velocidad y con detenciones frecuentes se aproxima más al segundo, de modo que la elección sobreestima el consumo eléctrico requerido y las emisiones de Alcance 2 que la medida incorpora.

Dimensionamiento y reducción de emisiones

Tabla 3.20. Dimensionamiento de la segunda fase de electrificación de la flota y reducción asociada.

Concepto	Energía [MWh]	Factor [tCO2e/MWh]	Emisiones [tCO2e]
Diésel desplazado	278	0,267	74
Consumo eléctrico requerido	73	0,155	11
Reducción neta			63

Fuente: elaboración propia.

La medida evita 63 tCO2e anuales, equivalentes a un 1,3% de la brecha de trabajo. Es el aporte más reducido de la cartera y el único cuya justificación no reside en su contribución al cierre de la brecha. El traslado desde el Alcance 1 hacia el Alcance 2 conserva un 85% de la reducción bruta, proporción que se explica por la combinación de un factor de emisión del diésel superior y de un consumo eléctrico equivalente a poco más de un cuarto de la energía de combustible sustituida.

Costos

Los vehículos se valorizan a costo completo y no como sobreprecio respecto de su equivalente de combustión, criterio consistente con el aplicado al resto de la cartera, donde tanto las bombas de calor como los módulos fotovoltaicos se incorporan por su valor total instalado. El valor unitario adoptado corresponde al precio de lista de una camioneta eléctrica de uso comercial disponible en el mercado nacional, de 40.448.100 pesos, convertido a 923 pesos por dólar según la paridad empleada en la sección 3.3.4.

La infraestructura de carga se dimensiona a partir de los 73 MWh anuales de consumo eléctrico, equivalentes a 199 kWh diarios. La flota admite carga en ventana nocturna fuera del turno operativo, para la cual se adopta un período de 10 horas y un factor de utilización de 0,7, lo que entrega 51,8 kWh diarios efectivos por unidad de 7,4 kW y determina la necesidad de cuatro cargadores de corriente alterna. De ellos se descuentan los dos existentes, por lo que la partida considera dos unidades nuevas. Los costos unitarios provienen del estudio del Consejo Internacional de Transporte Limpio, que consigna 2.793 dólares de equipamiento y 2.305 de instalación por cargador de corriente alterna en red, y 28.401 y 45.506 dólares respectivamente para la unidad de corriente continua de 50 kW (Nicholas, 2019). Los valores están expresados en dólares de 2019 y se actualizan mediante el índice de precios al consumidor de Estados Unidos, que registra un promedio anual de 255,7 puntos para 2019 y 326,8 puntos en febrero de 2026, lo que arroja un escalador de 27,8%.

Tabla 3.21. Inversión en la segunda fase de electrificación de la flota y en infraestructura de carga.

Partida	Unidades	Costo unitario	Costo unitario [USD]	Monto [USD]
Camioneta eléctrica de uso comercial	6	40.448.100 CLP	43.822	263.000
Cargador de corriente alterna, 7,4 kW	2	5.098 USD2019	6.516	13.000
Subtotal, segunda fase de flota				276.000
Cargador de corriente continua, 50 kW en plataforma	1	73.907 USD2019	94.471	94.000
Inversión total				370.000

Fuente: elaboración propia sobre Nicholas (2019) y precios de lista del mercado nacional.

La inversión se divide en dos componentes con fundamento distinto. Los 276.000 dólares de la segunda fase de flota se asocian a las 63 tCO2e de reducción, lo que arroja 4.380 dólares por tonelada anual evitada, la relación menos favorable de la cartera y cinco veces superior a la de la medida de eficiencia energética. La medida no compite por ese criterio y su inclusión responde a que completa

la sustitución de las fuentes móviles bajo control operacional directo, requisito de una estrategia de reducción absoluta.

Los 94.000 dólares restantes corresponden al cargador de corriente continua en plataforma, partida que no genera reducción atribuible a los Alcances 1 y 2 y que por tanto no se asocia a tonelada alguna en el balance de la cartera. Los equipos de apoyo terrestre que operan en plataforma pertenecen a empresas de servicios de rampa y sus emisiones corresponden al Alcance 3 del operador, sobre el cual el programa ACA exige gestión activa en sus niveles superiores. La capacidad de carga instalada habilita esa transición con independencia de quién sea el propietario de los equipos, y el proyecto piloto derivado del programa de la Aceleradora de Electromovilidad define su alcance y localización.

El costo de esa unidad está dominado por la instalación, que en un emplazamiento con un solo cargador supera al propio equipamiento por efecto de la canalización y de la capacidad de suministro que exige. Esa proporción se corrige a medida que aumenta el número de unidades en el mismo emplazamiento, condición que el operador debe considerar al dimensionar la intervención sobre la demanda agregada del recinto y no sobre la flota propia.

La medida no genera costos de operación adicionales atribuibles a la infraestructura, más allá del mantenimiento periódico de las unidades de carga. Su efecto sobre el gasto operacional del recinto es de signo contrario, ya que sustituye la compra de 278 MWh de combustible por la de 73 MWh de electricidad, diferencia que se cuantifica en la evaluación de la sección 3.4.

Costos de operación

La operación de la flota eléctrica incorpora un costo de mantención cuya estimación requiere dos parámetros, un costo unitario por kilómetro y un recorrido anual.

El costo unitario proviene del seguimiento de costos de propiedad de vehículos livianos del Departamento de Energía de Estados Unidos, construido sobre los programas de servicio declarados por los fabricantes, que sitúa la mantención programada de un vehículo eléctrico de batería en 6,1 centavos de dólar por milla frente a 10,1 centavos de uno convencional (U.S. Department of Energy, 2021) . El valor está expresado en dólares de 2021 y se actualiza mediante el índice de precios al consumidor de Estados Unidos, que registra un promedio anual de 270,97 puntos para ese año y 326,8 puntos en febrero de 2026, lo que arroja un escalador de 20,6%. El costo unitario actualizado alcanza 7,4 centavos de dólar por milla, equivalentes a 4,6 centavos por kilómetro.

El recorrido anual se toma del valor de referencia que el Ministerio de Energía emplea en el sistema nacional de etiquetado de eficiencia energética vehicular, que sitúa el recorrido de un vehículo liviano

en 20.000 kilómetros al año (Ministerio de Energía, 2026c) . Se adopta esa referencia y no una estimación derivada del consumo de combustible de la flota, dado que una fracción relevante de ese consumo se produce con el vehículo detenido en marcha mínima y no guarda relación con la distancia recorrida. La referencia corresponde además al uso general de un vehículo liviano en el país, superior al de una unidad de servicio que opera dentro del perímetro del recinto, de modo que el criterio sobreestima el costo resultante.

Las seis unidades arrojan en consecuencia un costo de mantención de 5.500 dólares anuales, que la sección 3.4.2 incorpora al flujo. Dos precisiones sobre ese valor. La primera es que corresponde a mantención programada y no incorpora reparaciones no programadas ni la mantención de los cargadores, para los cuales no se dispone de un valor de referencia. La segunda es que se computa por su monto completo y no como diferencial respecto de la mantención que la flota diésel sustituida ya soporta, criterio que sobreestima el costo incremental efectivo de la medida.

Alimentación eléctrica de aeronaves en posición

Un segundo frente opera bajo la misma lógica y conviene consignarlo. El suministro de energía eléctrica a 400 Hz en los puentes de embarque permite que la aeronave prescinda de su unidad de potencia auxiliar durante la permanencia en posición. El operador estableció una meta de 15% de uso de este equipamiento con horizonte 2025 y 2026, alimentado con energía renovable certificada, y participa en la instancia sectorial que promueve su adopción junto con la reducción de los tiempos de rodaje (Aeropuerto de Santiago, 2025).

El efecto sobre el inventario del operador es el mismo que el de la electrificación de la flota, esto es, un aumento del consumo eléctrico propio a cambio de una reducción que se registra en el Alcance 3. Esta asimetría contable no debe interpretarse como un resultado desfavorable. El Nivel 4 del programa ACA evalúa la capacidad del operador para movilizar reducciones en la comunidad aeroportuaria, y ambas medidas son instrumentos directos de ese objetivo.

3.3.7 Síntesis de la cartera y verificación del cierre de la brecha

Las subsecciones anteriores dimensionaron cada tecnología sobre la demanda que le corresponde según la secuencia de cálculo establecida en 3.3.1. Esta subsección reúne esos resultados, verifica que su suma cierra la brecha definida en la sección 3.2.3 y establece el orden de magnitud de los recursos que la cartera compromete.

Composición de la cartera

La siguiente tabla reúne las cuatro medidas dimensionadas con su aporte de reducción y su inversión asociada.

Tabla 3.22. Composición de la cartera de medidas dimensionadas.

Medida	Reducción [tCO2e/año]	Participación	Inversión [USD]	Inversión unitaria [USD/tCO2e]
Eficiencia energética y gestión	1.138	21,2%	979.000	860
Ampliación fotovoltaica	1.091	20,3%	4.694.000	4.302
Electrificación de la demanda térmica	3.077	57,3%	5.542.000	1.801
Electrificación de la flota propia	63	1,2%	276.000	4.381
Infraestructura de carga en plataforma	—	—	94.000	—
Cartera	5.369	100%	11.585.000	2.158

Fuente: elaboración propia.

La electrificación de la demanda térmica domina el resultado en ambas dimensiones, ya que concentra un 57% de la reducción y casi la mitad de la inversión. Su peso proviene de que actúa sobre el único vector del recinto que quema combustible en volumen relevante, con un factor de emisión superior en un 46% al del sistema eléctrico proyectado al año 2030.

La relación entre reducción e inversión no es uniforme entre medidas. La eficiencia energética aporta un quinto de la reducción con menos de un décimo de la inversión, y su inversión unitaria de 860 dólares por tonelada anual evitada es la menor de la cartera. En el extremo opuesto, la segunda fase de electrificación de la flota requiere 4.380 dólares por tonelada, cinco veces esa cifra, y la ampliación fotovoltaica aporta una reducción equivalente a la de la eficiencia con una inversión casi cinco veces superior. La infraestructura de carga en plataforma se presenta sin reducción asociada, dado que su

efecto se registra en el Alcance 3 y no en el inventario sobre el que se mide la brecha. Esta comparación es estática, considera solo la inversión inicial y no incorpora los costos de operación ni la vida útil de cada activo, por lo que no sustituye a la evaluación de la sección 3.4, donde el orden puede modificarse.

Verificación del cierre de la brecha a 2030

El escenario tendencial situó las emisiones de Alcances 1 y 2 al año 2030 en 14.191 tCO2e frente a una meta de 9.406 tCO2e. La Tabla 3.23 recompone el inventario proyectado incorporando el efecto conjunto de la cartera.

Tabla 3.23. Inventario proyectado al año 2030 con la cartera implementada.

Concepto	Tendencial 2030	Con cartera	Variación
Emisiones de Alcance 1 [tCO2e]	6.751	2.228	−4.523
Emisiones de Alcance 2 [tCO2e]	7.440	6.594	−846
Total Alcances 1 y 2 [tCO2e]	14.191	8.822	−5.369
Meta al año 2030 [tCO2e]	9.406	9.406	
Diferencia respecto de la meta [tCO2e]	+4.785	−584	

Fuente: elaboración propia.

La cartera cierra la brecha y deja las emisiones 584 tCO2e por debajo de la meta, equivalentes a un 6,2% de holgura. El resultado no proviene de una medida individual sino de la combinación de las cuatro, ya que ninguna de ellas alcanza por sí sola el cierre.

La distribución de la reducción entre alcances es asimétrica y conviene consignarla. El Alcance 1 cae en un 67%, mientras el Alcance 2 lo hace en un 11%. La razón es que dos de las cuatro medidas transfieren consumo desde la combustión directa hacia la electricidad, de modo que la reducción del inventario se concentra en el alcance que quema combustible. El retiro de electricidad de la red disminuye pese a incorporar 5.421 MWh de demanda nueva por electrificación, porque la eficiencia energética y la ampliación fotovoltaica retiran en conjunto 10.880 MWh de ese mismo retiro.

La holgura de 584 tCO2e cumple una función y no constituye un excedente. Los parámetros que gobiernan el dimensionamiento incluyen valores proyectados y supuestos declarados, entre ellos el

factor de emisión del sistema eléctrico al año 2030, el coeficiente de desempeño estacional de las bombas de calor, la fracción de la demanda térmica efectivamente electrificada y los porcentajes de reducción por eficiencia. Un desempeño inferior al previsto en cualquiera de ellos consume esa holgura antes de comprometer el cumplimiento de la meta.

3.4 Evaluación económica

Las secciones anteriores dimensionaron las cuatro medidas de la cartera en términos físicos y de emisiones evitadas. Esta sección traduce ese dimensionamiento a flujos monetarios y determina si la cartera resiste una evaluación económica bajo las condiciones del contrato de concesión. La secuencia fija primero los parámetros que gobiernan el cálculo, construye después los flujos de inversión y operación, y concluye con los indicadores de rentabilidad y su comportamiento frente a variaciones en los supuestos críticos.

3.4.1 Parámetros de evaluación

El resultado de una evaluación de este tipo queda determinado por un conjunto reducido de parámetros que pesan más que el detalle de las partidas de costo. Se declaran en consecuencia de forma explícita, con su fuente y con la dirección del sesgo que introducen cuando no existe un valor de correspondencia exacta, conforme al criterio aplicado en las secciones precedentes: ante la ausencia de un dato de sitio, se adopta el valor cuyo error opera en contra del proyecto, salvo en el precio del gas licuado, donde el valor adoptado es el más bajo de la estructura tarifaria publicada, pero no puede descartarse un precio contractual inferior, condición que se declara de forma explícita.

Perspectiva de la evaluación

La evaluación se conduce desde la perspectiva del concesionario, que es quien decide y financia la inversión. Los flujos considerados son en consecuencia los que la sociedad concesionaria percibe entre la ejecución de las medidas y el término del contrato, y no los que el activo genera a lo largo de su vida útil completa. Esta delimitación tiene consecuencias que se detallan al tratar el horizonte y el valor residual, y constituye la restricción central que enfrenta cualquier inversión de descarbonización en un activo concesionado.

Horizonte temporal

El horizonte se extiende entre 2026 y 2038, con dos ejercicios de implementación y once de operación. El límite superior corresponde al término de la concesión el 30 de septiembre de 2038, establecido por el Decreto MOP N°3 (2026), de modo que el ejercicio final se computa por la fracción

de nueve meses efectivamente operada. Ninguna medida recibe crédito por beneficios posteriores a esa fecha, con independencia de su vida útil remanente.

Este criterio es el supuesto más restrictivo de la evaluación. Las bombas de calor y los módulos fotovoltaicos tienen vidas útiles de referencia que superan el horizonte en más de una década, de modo que la evaluación reconoce menos de la mitad de la energía que esos equipos entregarán. La restricción no es un artificio metodológico sino la condición real bajo la cual el concesionario decide.

Moneda, año base y tratamiento de la inflación

Los flujos se expresan en dólares constantes de 2026, en coherencia con el escalamiento de las partidas de inversión desarrollado en la sección anterior. Las conversiones desde pesos emplean la paridad de 923 (Banco Central de Chile, 2026) pesos por dólar utilizada en esa misma sección.

La evaluación se conduce en términos reales. No se aplica una tasa de inflación general a los flujos ni se proyecta un crecimiento real de los precios de la energía por sobre el nivel actual, de modo que la tasa de descuento debe interpretarse también en términos reales. Este tratamiento evita superponer un supuesto de trayectoria de precios sobre un horizonte extenso, y su efecto es conservador, dado que los escenarios de largo plazo para los precios de la electricidad y de los combustibles fósiles apuntan mayoritariamente al alza en términos reales, lo que incrementaría el valor de los ahorros.

Tasa de descuento

Se adopta una tasa de 9,91% real anual, correspondiente a la tasa de descuento que la sociedad concesionaria aplica de forma estándar a la evaluación de sus proyectos de inversión (comunicación personal, Gerencia Comercial, Sociedad Concesionaria Nuevo Pudahuel, 2026). La elección de este parámetro por sobre una tasa social o una tasa de referencia sectorial responde a que corresponde al criterio de exigencia efectivo del titular de la decisión, que es el sujeto de la evaluación.

El valor admite contraste con información auditada de la misma sociedad. Sus estados financieros consignan una tasa de descuento nominal anual de 5,61% (CMF, 2025), obtenida de la cotización en el mercado secundario de los bonos gubernamentales emitidos en Chile para obligaciones de duración cercana a los once años, y una tasa de inflación de largo plazo de 3,10% (CMF, 2025) correspondiente a la meta declarada del Banco Central de Chile. Expresada en términos reales con la inflación de largo plazo de la misma fuente, esa referencia equivale a cerca de 2,4% anual, de modo que el diferencial con la tasa de exigencia adoptada es del orden de 7,5%. La tasa se aplica sobre flujos después de impuestos, en correspondencia con la convención habitual para tasas de exigencia corporativas y con la estructura de flujo descrita más adelante.

Cabe señalar que la tasa adoptada es exigente para este tipo de inversión. El riesgo del contrato de concesión, asociado principalmente a la demanda de pasajeros, no es el mismo riesgo que enfrentan estas medidas, cuyos flujos dependen solo de los precios de la energía y del desempeño de los equipos. Usar la tasa del contrato completo para evaluarlas exige más retorno del que en rigor corresponde, lo que reduce su valor presente calculado.

Precios de la energía

El precio de la energía eléctrica se fija en 106,3 dólares por megavatio hora, correspondiente al Precio Medio de Mercado del Sistema Eléctrico Nacional (CNE, 2025). Este indicador se construye a partir de los precios medios de los contratos de clientes libres, categoría en la que se sitúa el recinto por la magnitud de su consumo. La elección de un indicador de contratos y no de una tarifa regulada responde a que la ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica desplazan energía comprada bajo contrato. El indicador recoge el precio de la energía contratada y no incorpora la totalidad de los cargos por transmisión y servicios sistémicos, de modo que se sitúa por debajo del costo unitario efectivo del suministro y subestima los ahorros de las medidas.

El precio del gas licuado se construye a partir de la estructura tarifaria publicada por el suministrador, cuya divulgación responde a la obligación establecida en el artículo 7 del Decreto Supremo N°67 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Esa estructura opera en dos etapas. La primera es el precio de lista, fijado por comuna y actualizado mensualmente, que para la comuna de Pudahuel asciende a 1.492 pesos por litro con impuesto al valor agregado incluido según la lista vigente a partir del 3 de septiembre de 2026, equivalentes a 1.254 pesos por litro una vez descontado el impuesto, que constituye un crédito recuperable para el operador. La segunda es el descuento fijo por volumen aplicable a clientes de granel industrial, asignado en función del consumo acumulado de los doce meses precedentes conforme a una escala publicada de nueve tramos (Lipigas, 2026).

La demanda de gas licuado del recinto, estimada en 23.900 megavatios hora anuales en la sección 3.2, equivale a un consumo del orden de 3,5 millones de litros al año. Esa magnitud supera en más de catorce veces el umbral de 240.001 litros que define el tramo superior de la escala, de modo que corresponde el descuento máximo de 30 por ciento (Lipigas, 2026). La holgura respecto del umbral es relevante desde el punto de vista metodológico, ya que la asignación del tramo resulta insensible a los supuestos de conversión volumétrica que se introducen a continuación. El precio efectivo resultante asciende a 878 pesos por litro neto de impuesto.

La asignación del tramo se mantiene a lo largo del horizonte de evaluación. La electrificación térmica reduce el consumo de gas licuado a un remanente de 4.302 megavatios hora anuales al año 2030,

equivalentes a unos 627.000 litros, magnitud que continúa situándose aproximadamente 2,6 veces por encima del umbral del tramo superior. El precio unitario del gas licuado se mantiene en consecuencia constante durante todo el período evaluado, sin que la propia medida deteriore las condiciones comerciales sobre las que se calcula su beneficio.

La conversión a base energética requiere el contenido calórico por unidad de volumen líquido, para lo cual se adopta una densidad de 0,54 kilogramos por litro y un poder calorífico inferior de 12,7 kilovatios hora por kilogramo, correspondientes a una mezcla comercial de propano y butano. El resultado es de 6,86 kilovatios hora por litro y un precio de 138,7 dólares por megavatio hora. Estos parámetros constituyen supuestos declarados, si bien admiten verificación cruzada: la ficha de servicio del suministrador consigna un poder calorífico superior de 22.400 kilocalorías por metro cúbico estándar en fase gaseosa, que convertido a fase líquida y a base inferior arroja 6,63 kilovatios hora por litro, un valor que difiere del adoptado en menos de un cuatro por ciento. Se emplea el poder calorífico inferior en coherencia con la base sobre la que se define el rendimiento de las calderas en la sección 3.3.

Dado que se aplica el descuento máximo de la escala, el precio resultante es el más bajo que la estructura tarifaria publicada permite, y en consecuencia subestima el ahorro atribuible a la electrificación térmica. Cabe precisar que dicha estructura contempla, junto al esquema de descuento fijo, una modalidad de tarifa por polinomio definida mediante contrato individual sobre la base de una componente comercial, el costo de la materia prima y el flete. Un consumidor de la escala del recinto podría encontrarse acogido a esa modalidad, cuyos valores no son de acceso público ni admiten verificación, por lo que se adopta el esquema publicado.

El precio del petróleo diésel, aplicable a la electrificación de flota, proviene de la serie de precios de combustibles de la Comisión Nacional de Energía, neto del impuesto al valor agregado por constituir un crédito recuperable para el operador.

Valor residual y depreciación

El valor residual se fija en cero para todas las medidas. Las Bases de Licitación establecen que el concesionario podrá retirar al término del contrato únicamente los equipos, materiales y accesorios de su propiedad que puedan separarse sin causar detrimento y que no se encuentren afectos a la concesión, y disponen que la calificación de un bien como afecto o no afecto corresponde al Inspector Fiscal, ante quien el concesionario está obligado a informar los bienes que adquiera durante la vigencia del contrato. Los bienes no retirados quedan a beneficio fiscal sin derecho a indemnización.

El fundamento del supuesto no reside por tanto en anticipar el destino de cada activo, sino en que esa determinación no corresponde al concesionario. Los módulos sobre cubierta, las bombas de calor integradas a la planta térmica y las intervenciones sobre los sistemas de control y de iluminación quedan incorporados a instalaciones que las propias Bases enumeran entre las obras de la concesión, de modo que su separación sin detrimento resulta improbable. Un estudio de prefactibilidad no puede descansar en una calificación favorable emitida por un tercero, y el supuesto de valor residual nulo es el único que no depende de ella. Su efecto opera en contra del proyecto.

La depreciación cumple en esta evaluación una función distinta de la determinación del valor residual. Los flujos se construyen después de impuestos, representa una reducción a la base imponible y genera un menor pago de impuesto por cada unidad depreciada. Ese escudo fiscal constituye un beneficio efectivo para el titular y se incorpora explícitamente al flujo.

Corresponde distinguir dos conceptos de vida útil que operan en paralelo y no coinciden. La vida útil técnica determina durante cuánto tiempo el equipo entrega servicio y proviene de los catálogos tecnológicos empleados en la sección 3.3. La vida útil tributaria fija el plazo de depreciación admitido por la autoridad fiscal y es la que gobierna el escudo. Para las tecnologías de la cartera, el Servicio de Impuestos Internos establece diez años para los equipos de generación y equipos eléctricos utilizados en la generación, aplicables a la ampliación fotovoltaica; diez años para los equipos industriales de climatización, aplicables a las bombas de calor; y siete años para camionetas, aplicables a la flota propia. Las partidas restantes se clasifican conforme a la misma tabla.

Se adopta el régimen de depreciación normal en línea recta. El régimen acelerado, disponible para bienes nuevos, reduce el plazo a un tercio del normal y adelanta el reconocimiento del escudo, con lo que incrementa el valor presente de las medidas; su exclusión mantiene en consecuencia la orientación conservadora de los supuestos y se examina como escenario en la sección 3.4.6.

La coincidencia entre ambos plazos refuerza el supuesto de valor residual nulo. Con entrada en operación en 2028 y una vida tributaria de diez años, la depreciación se agota en 2037, un ejercicio antes del término de la concesión. Los activos llegan a la reversión completamente depreciados y con valor libro nulo, de modo que el supuesto contractual y el tratamiento tributario convergen en el mismo resultado por vías independientes.

El desfase entre vidas útiles técnicas y horizonte de evaluación se aborda por su parte mediante el costo anual equivalente, indicador que normaliza medidas de duración distinta sin requerir un valor terminal.

Precio del carbono

La valorización de las emisiones evitadas emplea el precio social del carbono del Sistema Nacional de Inversiones, cuya construcción interpola linealmente entre 32,5 dólares por tonelada de dióxido de carbono equivalente en 2020, año de publicación de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Chile, y 264,15 dólares por tonelada en 2050, año objetivo de carbono neutralidad (MDSF, 2026; Pica et al., 2024). El valor correspondiente a 2026 es de 78,8 dólares por tonelada.

El parámetro se adopta como precio de referencia interno aplicado al flujo privado, y no convierte la evaluación en social. Lo que se realiza es la valorización de una externalidad física a un precio de referencia oficial, cuyo flujo resultante se descuenta al costo de oportunidad del inversionista. La elección de este valor por sobre otras referencias responde a que constituye un parámetro oficial chileno con estudio metodológico de respaldo, a que entrega una trayectoria y no un valor puntual, y a que esa trayectoria se ancla en los mismos hitos de política pública que sustentan la proyección del factor de emisión del sistema eléctrico empleada en la sección 3.2. Dado que el precio crece a lo largo del horizonte, descontarlo a una tasa privada superior a la social reduce su valor presente, de modo que el tratamiento adoptado subestima el beneficio.

El instrumento tributario vigente en Chile grava las emisiones de fuentes fijas a 5 dólares por tonelada, valor que se incorpora como cota inferior en el análisis de sensibilidad. La distancia entre ambas magnitudes constituye en sí misma un resultado del estudio, ya que explica por qué las medidas evaluadas no encuentran justificación en el incentivo tributario existente.

Tratamiento tributario y estructura de financiamiento

Los flujos se construyen como proyecto puro, sin considerar deuda ni estructura de financiamiento, y después de impuestos. La estructura de financiamiento se excluye porque el objeto del estudio es el mérito económico de las medidas y no la conveniencia de un esquema particular de financiamiento, cuya definición corresponde a la concesionaria. Los impuestos, en cambio, se incorporan porque la tasa de exigencia adoptada está definida sobre base después de impuestos.

El flujo anual de cada medida se obtiene restando de los ahorros netos de operación los costos de operación y mantenimiento y la depreciación del ejercicio, aplicando sobre ese resultado la tasa de Impuesto de Primera Categoría del régimen general, y reincorporando después la depreciación por no constituir un desembolso. La incorporación del gravamen reduce el valor presente de las medidas, dado que el impuesto sobre los ahorros excede al escudo generado por la depreciación en todos los ejercicios en que los primeros superan a la segunda.

El tratamiento supone que el concesionario dispone de base imponible suficiente a nivel consolidado para absorber la deducción por depreciación y para que el ahorro de costos se traduzca en una mayor carga tributaria efectiva. Esa condición no se verifica en este estudio y se declara como supuesto, por cuanto depende de la posición fiscal global de la sociedad y no del mérito de las inversiones evaluadas.

Tabla de síntesis de parámetros

Tabla 3.24. Tabla síntesis con parámetros a utilizar en la evaluación económica

Parámetro	Valor adoptado	Fuente
Horizonte	12 años (2026 a 2038)	Decreto MOP N°3 (2026)
Moneda y año base	Dólares constantes de 2026	Consistente con la sección 3.3
Valor cambio CLP/USD	923 CLP/USD	Banco Central de Chile (Agosto, 2026)
Tasa de descuento	9,91% real anual	Tasa de evaluación de proyectos de la sociedad concesionaria
Tasa libre de riesgo de contraste	5,61% nominal anual	EE.FF Concesionaria (CMF, 2025)
Inflación de largo plazo	3,10% anual	EE.FF Concesionaria (CMF, 2025)
Precio de la energía eléctrica	106,3 USD/MWh	Precio Medio de Mercado del SEN (CNE, 2026)
Precio de lista del gas licuado	1.254 CLP/litro	Lista de precios por comuna (Lipigas, 03.09.2026)
Descuento por volumen	30% (tramo sobre 240.001 litros anuales)	Tarifa de descuento fijo, granel industrial (Lipigas, 2026)

Tabla 3.24. Tabla síntesis con parámetros a utilizar en la evaluación económica (continuación)

Parámetro	Valor adoptado	Fuente
Precio efectivo del gas licuado	878 CLP/litro neto de IVA	Derivado de los dos parámetros anteriores
Densidad y poder calorífico del gas licuado	0,54 kg/litro y 12,7 kWh/kg	Densidad promedio Propano-Butano (LPG Specs, 2026)
Precio del gas licuado en base energética	138,7 USD/MWh	Derivado del precio efectivo y la conversión volumétrica
Precio del petróleo diésel	1280 CLP/litro	Serie de precios de combustibles (CNE, 03.09.2026)
Precio del carbono, 2026	78,8 USD/tCO_2e	MDSF 2026, (Pica et al., 2024)
Valor residual	Cero	Bases de Licitación Aeropuerto de Santiago, artículo 1.10.10 letra A, N°5
Impuesto de Primera Categoría	27%	Servicio de Impuestos Internos, 2026
Vida útil tributaria, generación eléctrica	10 años	Servicio de Impuestos Internos, 2026
Vida útil tributaria, climatización industrial	10 años	Servicio de Impuestos Internos, 2026
Vida útil tributaria, camionetas	7 años	Servicio de Impuestos Internos, 2026
Vida útil tributaria, eficiencia y carga	10 años	Servicio de Impuestos Internos, 2026

Fuente: elaboración propia sobre las fuentes indicadas.

La trayectoria del precio del carbono aplicable al horizonte se presenta a continuación.

Tabla 3.25. Trayectoria del precio del carbono hasta 2038

Año	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
USD/tCO_2e	78,8	86,6	94,3	102,0	109,7	117,4	125,2

Tabla 3.25. Trayectoria del precio del carbono hasta 2038 (continuación)

Año	2033	2034	2035	2036	2037	2038
USD/tCO_2e	132,9	140,6	148,3	156,0	163,8	171,5

Fuente: MDSF (2026) y Pica et al. (2024).

3.4.2 Estructura de costos: CAPEX y OPEX

La evaluación distingue dos categorías de costo que ingresan al flujo por vías distintas. El CAPEX corresponde al desembolso que se activa como parte del valor del activo y se reconoce en el resultado mediante la depreciación a lo largo de su vida útil tributaria. El OPEX corresponde al gasto recurrente que se imputa íntegramente al ejercicio en que se incurre.

La distinción no es de presentación. Un dólar de CAPEX y un dólar de OPEX producen efectos tributarios distintos, dado que el primero se deduce fraccionado en varios ejercicios y el segundo en uno solo, y ocupan además posiciones distintas en el tiempo, ya que el CAPEX se concentra en los dos ejercicios de implementación mientras el OPEX se extiende por todos los años de operación. Ambos efectos pesan sobre el valor presente en un horizonte con fecha de término fija.

El criterio de incrementalidad gobierna las dos categorías, aunque opera de forma distinta en cada una. El CAPEX es incremental por construcción, dado que ninguna de las partidas existe en la situación sin proyecto. El OPEX exige en cambio comparar contra la operación actual del recinto y computar solo el diferencial, con independencia de que el activo intervenido siga en servicio después de la intervención.

Composición del CAPEX

El CAPEX de la cartera asciende a 11,6 millones de dólares de 2026. Su distribución no es uniforme entre medidas, ya que la electrificación de la demanda térmica y la ampliación fotovoltaica concentran cerca del 88 por ciento del capital comprometido, mientras que la electrificación de flota, su infraestructura de carga y la eficiencia energética reúnen el 12 por ciento restante.

Tabla 3.26. Composición del CAPEX de la cartera y su intensidad por tonelada anual evitada.

Medida	CAPEX [USD]	Reparto [%]	Reducción [tCO_2e/año]	CAPEX unitario [USD/tCO_2e]
Eficiencia energética y gestión	979.000	8,45	1.138	860
Ampliación fotovoltaica	4.694.000	40,51	1.091	4.302
Electrificación de la demanda térmica	5.542.000	47,83	3.077	1.801
Electrificación de flota	276.000	2,38	63	4.381
Infraestructura de carga	94.000	0,81	—	—
Total de la cartera	11.585.000	100,0	5.369	2.158

Fuente: elaboración propia sobre la sección 3.3.

La última columna anticipa un resultado que la sección 3.4.5 desarrolla en detalle. La intensidad de capital por tonelada anual evitada difiere en un factor de cinco entre los extremos de la cartera, ya que la eficiencia energética compromete 860 dólares por tonelada anual mientras la ampliación fotovoltaica requiere 4.302 y la electrificación de flota 4.381. La electrificación térmica, pese a ser la partida individual de mayor costo, se sitúa en una posición intermedia porque aporta el 57,3% de la reducción con el 48 por ciento del capital. Esta dispersión indica que la cartera no es homogénea en términos de eficiencia económica y que su evaluación agregada oculta diferencias relevantes entre medidas.

La infraestructura de carga no genera reducción por sí misma y su intensidad no es computable de forma aislada. Se trata de una partida habilitante sin la cual la electrificación de flota no puede operar, de modo que ambas se evalúan como una medida conjunta en las secciones siguientes.

Perfil temporal del CAPEX

El horizonte contempla dos ejercicios de implementación. Las medidas de mayor envergadura, que requieren diseño de detalle, tramitación y montaje, se distribuyen en partes iguales entre 2026 y 2027 y entran en operación en 2028. Las medidas de menor complejidad, correspondientes a la eficiencia energética y a la renovación de flota, se ejecutan íntegramente en 2026 y operan desde 2027. La distribución uniforme del desembolso entre ambos ejercicios constituye una simplificación declarada, dado que los perfiles reales de ejecución de obra rara vez son lineales.

Tabla 3.27. Perfil temporal del CAPEX y entrada en operación por medida.

Medida	2026 [USD]	2027 [USD]	Total [USD]	Inicio de operación
Eficiencia energética y gestión	979.000	—	979.000	2027
Ampliación fotovoltaica	2.347.000	2.347.000	4.694.000	2028
Electrificación de la demanda térmica	2.771.000	2.771.000	5.542.000	2028
Electrificación de flota e infraestructura de carga	370.000	—	370.000	2027
Total	6.467.000	5.118.000	11.585.000	—

Fuente: elaboración propia.

El perfil concentra el 56 por ciento del desembolso en el primer ejercicio. Este calendario es un supuesto del estudio y no una programación de obra, y su efecto sobre el resultado no es menor, ya que adelantar la entrada en operación de una medida en un ejercicio incorpora un año adicional de beneficios dentro del horizonte. La sección 3.4.6 examina la sensibilidad del resultado a este calendario.

Composición del OPEX

Los costos recurrentes incorporados al flujo corresponden al diferencial que las medidas introducen respecto de la operación actual del recinto. Este criterio excluye toda partida que la línea base ya soporta. La electrificación de flota constituye la única excepción, por las razones que se indican más adelante.

Tabla 3.28. Composición del OPEX incremental de la cartera.

Medida	OPEX [USD/año]	Sobre CAPEX [%]	Naturaleza del costo
Eficiencia energética y gestión	81.000	8,3	Licenciamiento y soporte anual del sistema de gestión de la energía
Ampliación fotovoltaica	84.000	1,8	Lavado de módulos, inspección y mantención de inversores
Electrificación de la demanda térmica	65.000	1,2	Mantención de los equipos de climatización industrial incorporados
Electrificación de flota e infraestructura de carga	5.500	1,5	Mantención programada de las seis camionetas eléctricas
Total de la cartera	235.500	2,0	—

Fuente: elaboración propia sobre la sección 3.3.

El caso de la electrificación térmica ilustra el criterio de incrementalidad. Las bombas de calor cubren el 80 por ciento de la energía térmica, de modo que las calderas existentes permanecen en servicio cubriendo la fracción restante. Los costos de mantención de esas calderas, el arriendo del estanque de almacenamiento y los cargos asociados al suministro de gas licuado continúan existiendo después de la intervención, ya existían antes de ella y no varían por efecto de la medida, por lo que no se incorporan al flujo. Los 65.000 dólares anuales computados corresponden únicamente a la mantención de los equipos incorporados.

La electrificación de flota se aparta de ese criterio. Los 5.500 dólares anuales derivados en la sección 3.3.6 corresponden a la mantención programada completa de las seis camionetas eléctricas y no al diferencial respecto de la mantención que la flota diésel sustituida ya soporta. La medida reemplaza

unidades existentes, de modo que una fracción de ese costo no es incremental y su registro por el monto total sobreestima el costo efectivo. La opción responde a que el operador no ha proporcionado el costo de mantención de la flota actual, único antecedente que permitiría establecer el diferencial, y su dirección de error opera como holgura del resultado.

Cabe señalar que la única medida cuyo OPEX no corresponde a mantención es la eficiencia energética. Los 81.000 dólares anuales cubren el licenciamiento y el soporte del sistema de gestión de la energía, gasto cuya interrupción no deteriora un activo físico sino que suspende el ahorro que la medida produce. Las intervenciones de reajuste de consignas no agregan equipamiento con mantenimiento asociado, y el recambio de luminarias reduce la frecuencia de reposición respecto de la situación actual.

Relación entre CAPEX y OPEX

La razón entre ambas categorías varía entre medidas en un rango que la comparación de montos anuales no revela. La Tabla 3.29 acumula el OPEX sobre los años de operación que cada medida alcanza dentro del horizonte y lo contrasta con su CAPEX.

Tabla 3.29. Relación entre CAPEX y OPEX acumulado dentro del horizonte de evaluación.

Medida	CAPEX [USD]	OPEX [USD/año]	Años de operación	OPEX acumulado [USD]	Acumulado sobre CAPEX [%]
Eficiencia energética y gestión	979.000	81.000	12	972.000	99,3
Ampliación fotovoltaica	4.694.000	84.000	11	924.000	19,7
Electrificación de la demanda térmica	5.542.000	65.000	11	715.000	12,9

Tabla 3.29. Relación entre CAPEX y OPEX acumulado dentro del horizonte de evaluación (continuación).

Medida	CAPEX [USD]	OPEX [USD/año]	Años de operación	OPEX acumulado [USD]	Acumulado sobre CAPEX [%]
Electrificación de flota e infraestructura de carga	370.000	5.500	12	66.000	17,8
Total de la cartera	11.585.000	235.500	—	2.677.000	23,1

Fuente: elaboración propia. Los montos acumulados no se encuentran descontados.

El resultado matiza la lectura que entrega la Tabla 3.26. La eficiencia energética es la medida de menor CAPEX unitario de la cartera, pero es también la única cuyo OPEX acumulado alcanza prácticamente la magnitud de su propia inversión dentro del horizonte. Su ventaja de capital se sostiene por tanto sobre una obligación recurrente que las demás medidas no tienen en proporción comparable, y su mérito económico depende de que el ahorro que sostiene el sistema de gestión se mantenga durante toda la operación. La ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica presentan el patrón opuesto, con un CAPEX elevado y una carga recurrente que no supera un quinto de la inversión en el primer caso y un octavo en el segundo. La electrificación de flota se sitúa en una posición intermedia, con un OPEX acumulado equivalente a poco menos de un quinto de su inversión.

Los montos de la tabla no están descontados, de modo que sobrestiman el peso relativo del OPEX, cuyos desembolsos se sitúan más adelante en el tiempo que los de la inversión. La comparación en valor presente se realiza en la sección 3.4.4.

Reposición de inversores

La sección 3.3.4 consignó que la vida útil de los inversores es inferior a la de los módulos y difirió su tratamiento a esta sección. La partida no constituye OPEX, dado que no es un gasto recurrente sino un desembolso puntual que repone un componente del activo, y se clasifica en consecuencia como CAPEX de reposición. Su incidencia sobre el flujo depende de si el evento cae dentro del horizonte: la ampliación entra en operación en 2028 y la evaluación se cierra en 2038, de modo que la reposición queda comprendida solo si la vida útil del equipo es inferior a once años.

Las referencias disponibles sitúan ese valor entre 10 y 15 años. Las guías metodológicas del programa fotovoltaico de la Agencia Internacional de Energía adoptan una vida útil de 15 años para los inversores de sistemas de menor escala (Frischknecht et al., 2016), mientras que el estudio preparatorio de diseño ecológico de la Comisión Europea consigna como práctica de mantenimiento predictivo la planificación del reemplazo inmediatamente después del décimo año de operación (Dodd et al., 2020). Se adopta el valor de 15 años, con el cual la reposición ocurriría en 2043, fuera del horizonte de evaluación, de modo que el caso base no incorpora la partida.

La elección se sustenta además en la posición que el evento ocuparía dentro del contrato. Con una vida útil de 10 años la reposición coincidiría con 2038, ejercicio del cual solo se operan nueve meses antes de la reversión de los activos. Un desembolso de esa naturaleza a meses del término del contrato difícilmente sería asumido por el titular, dado que su retorno dentro del plazo resultaría negativo, circunstancia que la literatura de costos de operación fotovoltaica reconoce para los ejercicios finales de la vida contractual de un proyecto (Walker et al., 2020). El supuesto de 10 años se examina como escenario en la sección 3.4.6.

Cargos por depreciación

La depreciación no constituye desembolso y no integra por tanto el OPEX, pero es la vía por la cual el CAPEX ingresa al resultado tributario y determina el escudo descrito en la sección 3.4.1. Los cargos anuales se obtienen aplicando el método lineal sobre la vida útil tributaria de cada partida, a partir del ejercicio de entrada en operación.

Tabla 3.30. Cargos anuales por depreciación tributaria por partida.

Partida	Base [USD]	Vida útil	Cargo anual [USD]	Período
Eficiencia energética y gestión	979.000	10 años	97.900	2027-2036
Ampliación fotovoltaica	4.694.000	10 años	469.400	2028-2037
Electrificación de la demanda térmica	5.542.000	10 años	554.200	2028-2037
Flota de camionetas	276.000	7 años	39.429	2027-2033
Infraestructura de carga	94.000	10 años	9.400	2027-2036

Fuente: elaboración propia sobre la tabla de vida útil del Servicio de Impuestos Internos.

El cargo se agota en 2037 para las dos partidas principales, en 2036 para la eficiencia energética y la infraestructura de carga, y en 2033 para la flota, en todos los casos antes del término de la concesión. El último ejercicio del horizonte no registra en consecuencia escudo tributario alguno, circunstancia que refuerza el supuesto de valor residual nulo establecido en la sección anterior.

3.4.3 Beneficios operacionales

Las medidas de la cartera no generan ingresos. Su beneficio económico consiste en la sustitución de compras de energía que la situación sin proyecto sí realiza, de modo que el flujo se construye sobre menores desembolsos y no sobre nuevas entradas. Esta subsección valoriza esa sustitución.

La valorización aplica a cada vector la cantidad física determinada en la sección 3.3 y el precio establecido en la Tabla 3.24. El criterio de incrementalidad gobierna el cálculo en los dos sentidos: se computa la energía que deja de comprarse y también la que la medida obliga a comprar, ya que dos de las cuatro medidas desplazan un vector fósil a cambio de un mayor retiro eléctrico. El beneficio pertinente es la diferencia entre ambos, y no la energía evitada considerada de forma aislada.

Valorización por medida y por vector

El precio del diésel requiere una conversión previa. La Tabla 3.24 lo consigna en pesos por litro y a precio de venta al público, de modo que se descuenta el impuesto al valor agregado, recuperable para el concesionario en su calidad de contribuyente, y se convierte a base energética mediante el poder calorífico volumétrico empleado en la sección 3.3.6. El resultado es de 118,2 dólares por MWh, valor inferior al del gas licuado y superior al de la electricidad.

Tabla 3.31. Valorización de la energía desplazada y de la energía adicional, en régimen de operación plena.

Medida	Vector	Energía [MWh/año]	Precio [USD/MWh]	Valor [USD/año]
Eficiencia energética y gestión	Electricidad evitada	3.840	106,3	408.192
	Gas licuado evitado	2.390	138,7	331.493
Ampliación fotovoltaica	Electricidad evitada	7.040	106,3	748.352
Electrificación de la demanda térmica	Gas licuado evitado	17.208	138,7	2.386.750
	Electricidad adicional	-5.348	106,3	-568.492

Tabla 3.31. Valorización de la energía desplazada y de la energía adicional, en régimen de operación plena (continuación).

Medida	Vector	Energía [MWh/año]	Precio [USD/MWh]	Valor [USD/año]
Electrificación de flota	Diésel evitado	278	118,2	32.857
	Electricidad adicional	-73	106,3	-7.760
Total				3.331.392

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.3 y 3.4.1.

El beneficio operacional de la cartera asciende a 3.331.392 dólares anuales una vez que las cuatro medidas se encuentran en operación. La cifra equivale a un 28,8% del CAPEX comprometido.

Origen de la magnitud

El resultado descansa casi por completo en la electrificación térmica, que aporta 1.818.258 dólares anuales, esto es, un 55% del total. La razón es la brecha entre el costo de entregar un MWh de calor con gas licuado y con una bomba de calor. Con el rendimiento de caldera de 1,01 adoptado en la sección 3.3.5, el gas licuado entrega calor útil a 137,3 dólares por MWh. Con el coeficiente de desempeño de 3,25 de la misma sección, la bomba de calor lo entrega a 32,7 dólares por MWh. La relación entre ambos valores es de cuatro a uno, y opera sobre 17.208 MWh anuales.

Esa brecha no proviene de un supuesto del estudio sino de dos parámetros que la sección anterior estableció por separado, el precio efectivo del gas licuado granel y el coeficiente de desempeño del catálogo danés. Su producto es lo que determina el tamaño del beneficio, y por esa razón ambos parámetros encabezan el análisis de sensibilidad de la sección 3.4.6.

Tabla 3.32. Beneficio operacional neto por medida y su relación con el capital comprometido.

Medida	Beneficio [USD/año]	CAPEX [USD]	Beneficio sobre CAPEX [%]
Eficiencia energética y gestión	739.685	979.000	75,6
Ampliación fotovoltaica	748.352	4.694.000	15,9

Tabla 3.32. Beneficio operacional neto por medida y su relación con el capital comprometido (continuación).

Medida	Beneficio [USD/año]	CAPEX [USD]	Beneficio sobre CAPEX [%]
Electrificación de la demanda térmica	1.818.258	5.542.000	32,8
Electrificación de flota	25.097	370.000	6,8
Total de la cartera	3.331.392	11.585.000	28,8

Fuente: elaboración propia.

El ordenamiento que entrega esta tabla no coincide con el de la Tabla 3.26. La eficiencia energética, que es la medida de menor costo por tonelada evitada, es también la de mayor rendimiento sobre el capital, con un beneficio anual equivalente a tres cuartas partes de su inversión. La ampliación fotovoltaica invierte la posición, ya que concentra el 40,5% del capital y aporta el 22,5% del beneficio. La razón es que desplaza electricidad, el más barato de los tres vectores, mientras las otras dos medidas desplazan combustibles fósiles. La electrificación de flota es marginal en términos económicos, con un beneficio inferior al uno por ciento del total de la cartera.

La desagregación por medida que presenta esta tabla admite una precisión que vale también para las subsecciones siguientes. Las cantidades físicas provienen del cálculo secuencial establecido en la sección 3.3.1, en el cual la eficiencia energética reduce la demanda base sobre la que se dimensionan la ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica. Los valores individuales son en consecuencia condicionales a ese orden y no representan el resultado que cada medida tendría evaluada de forma aislada. Un orden distinto reasignaría energía y toneladas entre medidas sin alterar el total de la cartera.

Perfil temporal

Los beneficios no se perciben de manera uniforme a lo largo del horizonte. La eficiencia energética y la electrificación de flota operan desde 2027 y aportan 764.782 dólares en ese ejercicio. La ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica se incorporan en 2028, ejercicio a partir del cual la cartera alcanza su régimen de 3.331.392 dólares anuales. El ejercicio 2038 se computa por la

fracción de nueve meses efectivamente operada, conforme al criterio establecido en la sección 3.4.1, lo que sitúa el beneficio de ese año en 2.498.544 dólares.

Sesgos de la valorización

Tres decisiones de esta subsección operan contra el proyecto y conviene declararlas. La primera afecta a la ampliación fotovoltaica y no es menor. Su generación se valoriza al precio medio de mercado del sistema eléctrico, cuando la energía autoconsumida, al reducir el retiro desde la red, desplaza en rigor la tarifa de suministro que el recinto paga, superior a esa referencia por incorporar los cargos de transmisión y distribución. La medida es la más sensible de la cartera a este supuesto, dado que la totalidad de su beneficio proviene de ese único vector, de modo que la brecha entre ambas referencias se mueve completamente a su resultado.

La segunda es el tratamiento en términos reales. Los precios de la energía se mantienen constantes a lo largo de los doce períodos, sin incorporar crecimiento real. Los escenarios de largo plazo apuntan mayoritariamente al alza en el caso de los combustibles fósiles, cuya trayectoria determina el mayor componente del beneficio, de modo que el supuesto adoptado es el menos favorable de los disponibles.

La tercera es el poder calorífico volumétrico del diésel, único parámetro de la subsección que no cuenta con fuente directa y que se toma del propio dimensionamiento de la sección 3.3.6. Su incidencia es acotada, dado que el diésel desplazado representa un 1,0% del beneficio total, de modo que un error incluso considerable en ese parámetro no altera el resultado.

Alcance de estos resultados

Es importante destacar que los valores determinados aquí son flujos anuales y no indicadores de rentabilidad. La Tabla 3.32 permite ordenar las medidas por su rendimiento sobre el capital, pero ese ordenamiento no basta para establecer si cada una recupera su inversión dentro del horizonte, porque no incorpora el momento en que los desembolsos ocurren, el efecto del escudo tributario ni el costo de oportunidad del capital. La ampliación fotovoltaica ilustra el punto, ya que su beneficio anual supera al de la eficiencia energética en términos absolutos mientras su inversión la quintuplica. La sección siguiente resuelve esa comparación mediante el flujo descontado.

3.4.4 Evaluación como costo

Esta subsección construye el flujo de caja de la cartera y determina sus indicadores sin monetizar la reducción de emisiones. La valorización del carbono se aborda en la sección siguiente, de modo que los resultados que aquí se presentan responden a una pregunta acotada: si el proyecto se sostiene por

sus propios efectos sobre el gasto energético del recinto, con independencia de cualquier consideración ambiental.

El flujo se examina bajo dos perímetros. El primero incorpora únicamente los desembolsos determinados en la sección 3.4.2 y entrega el costo de la cartera en valor presente. El segundo incorpora además los beneficios operacionales determinados en la sección 3.4.3 y entrega los indicadores de rentabilidad. La distinción no es retórica, dado que responde a dos criterios de decisión distintos y ambos son legítimos en la evaluación de un proyecto de esta naturaleza.

Construcción del flujo

El flujo se construye después de impuestos. Los costos de operación y los beneficios operacionales afectan el resultado del ejercicio en que ocurren, mientras la inversión lo hace de forma diferida a través de los cargos por depreciación establecidos en la Tabla 3.30. Determinado el impuesto, la depreciación se devuelve al flujo por no constituir desembolso, de modo que el flujo operativo recoge únicamente los movimientos efectivos de caja más el efecto tributario de la depreciación.

Es importante destacar que, en el primer perímetro la utilidad antes de impuestos es negativa en todos los ejercicios, de modo que el impuesto calculado no es un pago sino un crédito. Ese crédito solo tiene valor si la sociedad concesionaria registra utilidades imponibles en el resto de su operación, contra las cuales aplicar la pérdida que el proyecto genera. El supuesto es razonable para una concesión aeroportuaria en operación plena, pero no es gratuito, bajo una posición fiscal distinta, el escudo se diferiría y el costo del proyecto sería mayor que el aquí determinado.

Perímetro de costos

El primer perímetro reconoce la inversión, los costos de operación y el efecto tributario de ambos, sin acreditar beneficio alguno. Es el criterio que la evaluación de proyectos públicos aplica cuando los beneficios no se monetizan, y responde a la pregunta de cuánto cuesta la cartera.

Tabla 3.33. Flujo de caja de la cartera bajo el perímetro de costos, en dólares de 2026.

Ejercicio	Costos de operación	Efecto tributario	Inversión	Flujo neto	Valor presente
2026	—	—	(6.467.000)	(6.467.000)	(6.467.000)
2027	(86.500)	62.972	(5.118.000)	(5.141.528)	(4.677.944)
2028	(235.500)	379.574	—	144.074	119.264
2029	(235.500)	379.574	—	144.074	108.511
2030	(235.500)	379.574	—	144.074	98.727
2031	(235.500)	379.574	—	144.074	89.825
2032	(235.500)	379.574	—	144.074	81.726
2033	(235.500)	379.574	—	144.074	74.357
2034	(235.500)	368.928	—	133.428	62.654
2035	(235.500)	368.928	—	133.428	57.005
2036	(235.500)	368.928	—	133.428	51.865
2037	(235.500)	339.957	—	104.457	36.943
2038	(176.625)	47.689	—	(128.936)	(41.489)

Fuente: elaboración propia.

Los indicadores resultantes son un Valor Actual de Costos de 10.405.555 dólares y un Costo Anual Equivalente de 1.520.427 dólares al año sobre los doce períodos del horizonte. El valor actual resulta inferior al capital comprometido de 11.585.000 dólares, diferencia que se explica por el escudo tributario de la depreciación, cuyo valor presente supera al de los costos de operación.

A partir de 2028 el flujo neto es positivo, pese a tratarse de un perímetro que no reconoce beneficio alguno. La razón es que el crédito tributario de 379.574 dólares anuales excede a los 235.500 dólares de costos de operación en caja, dado que la depreciación de las partidas activadas asciende a 1.170.329 dólares al año. El signo no indica que el proyecto genere recursos, sino que el desembolso

se concentra íntegramente en 2026 y 2027 y que los ejercicios siguientes recogen su devolución parcial por vía tributaria. El ejercicio 2038 confirma la lectura, ya que al agotarse los cargos por depreciación el flujo vuelve a ser negativo.

Perímetro de costos netos de beneficios operacionales

El segundo perímetro incorpora la energía desplazada valorizada en la sección 3.4.3. El flujo mantiene la misma estructura tributaria, con la diferencia de que la utilidad antes de impuestos pasa a ser positiva desde 2027 y el impuesto se convierte en un pago efectivo.

Tabla 3.34. Flujo de caja de la cartera incorporando los beneficios operacionales, en dólares de 2026.

Ejercicio	Beneficios operacionales	Costos de operación	Impuesto	Inversión	Flujo neto	Valor presente
2026	—	—	—	(6.467.000)	(6.467.000)	(6.467.000)
2027	764.782	(86.500)	(143.520)	(5.118.000)	(4.583.237)	(4.169.991)
2028	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	2.132.405
2029	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	1.940.137
2030	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	1.765.205
2031	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	1.606.046
2032	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	1.461.238
2033	3.331.391	(235.500)	(519.902)	—	2.575.989	1.329.486

Tabla 3.34. Flujo de caja de la cartera incorporando los beneficios operacionales, en dólares de 2026 (continuación).

Ejercicio	Beneficios operacionales	Costos de operación	Impuesto	Inversión	Flujo neto	Valor presente
2034	3.331.391	(235.500)	(530.548)	—	2.565.344	1.204.614
2035	3.331.391	(235.500)	(530.548)	—	2.565.344	1.096.000
2036	3.331.391	(235.500)	(530.548)	—	2.565.344	997.180
2037	3.331.391	(235.500)	(559.519)	—	2.536.373	897.023
2038	2.498.544	(176.625)	(626.918)	—	1.695.001	545.410

Fuente: elaboración propia.

La cartera presenta un Valor Actual Neto de 4.337.754 dólares y una Tasa Interna de Retorno de 17,3%, superior en algo más de siete puntos a la tasa de exigencia de 9,91% establecida en la sección 3.4.1. El flujo acumulado sin descontar se torna positivo durante 2032, mientras que el flujo acumulado descontado lo hace durante 2034, esto es, al séptimo año de operación de las primeras medidas.

El resultado indica que la cartera se sostiene por sus propios efectos sobre el gasto energético del recinto, sin necesidad de acreditar la reducción de emisiones. Esa conclusión, sin embargo, corresponde al agregado y no se traslada de forma automática a cada una de las medidas que lo componen.

Resultados por medida

La cartera no constituye una decisión indivisible. Cada medida admite aprobación o rechazo por separado, de modo que su evaluación individual es pertinente. La Tabla 3.35 replica la estructura anterior aplicada a cada medida, asignando a cada una su inversión, sus costos de operación, su depreciación y los beneficios que produce.

Tabla 3.35. Indicadores por medida bajo el perímetro de costos netos de beneficios operacionales.

Medida	Inversión [USD]	VAN [USD]	TIR [%]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]
Eficiencia energética y gestión	979.000	2.436.159	51,4	(316,5)
Ampliación fotovoltaica	4.694.000	(932.261)	5,5	146,0
Electrificación de la demanda térmica	5.542.000	3.039.462	20,1	(168,8)
Electrificación de flota e infraestructura de carga	370.000	(205.606)	(5,3)	482,5
Total de la cartera	11.585.000	4.337.754	17,3	(133,4)

Fuente: elaboración propia. Los valores entre paréntesis son negativos.

La suma de los valores actuales netos individuales reproduce exactamente el de la cartera, consecuencia de que la tasa de impuesto es plana y de que el escudo tributario se supone íntegramente utilizable. Esa suma se perdería si se restringiera el uso de las pérdidas, en cuyo caso el orden de implementación pasaría a incidir sobre el resultado de cada medida.

El desglose modifica la lectura del agregado. Dos de las cuatro medidas no recuperan el capital que comprometen. La ampliación fotovoltaica presenta una tasa interna de retorno de 5,5%, inferior en más de cuatro puntos a la exigencia, y un valor actual neto negativo de 932.261 dólares pese a concentrar el 40,5% de la inversión. La electrificación de flota presenta una tasa negativa y un valor actual neto de menos 205.606 dólares. El resultado positivo de la cartera se explica íntegramente por la eficiencia energética y por la electrificación térmica, que aportan en conjunto 5.475.621 dólares de valor actual neto.

El caso de la ampliación fotovoltaica requiere una precisión, dado que su resultado no es concluyente. Su valorización se apoya en el precio medio de mercado del sistema eléctrico y no en la tarifa de suministro que el recinto efectivamente paga, criterio cuya dirección de sesgo se declaró en la sección 3.4.3 y cuya magnitud es suficiente para revertir el signo del indicador. A ello se agrega que la vida útil de los módulos excede en más de una década al término de la concesión, de modo que el horizonte de evaluación descarta una fracción mayoritaria de la generación que la instalación producirá. Ambas

condiciones sitúan a la medida en una posición marginal antes que inviable, y la sección 3.4.6 examina el punto en que su resultado cambia de signo.

La electrificación de flota no admite la misma lectura. Su reducción de 63 toneladas anuales es la menor de la cartera y su costo de abatimiento, de 482,5 dólares por tonelada, excede en más del doble al precio social del carbono proyectado para el término del horizonte. Ningún supuesto razonable revierte ese resultado. Su justificación, según se estableció en la sección 3.3.6, no es económica sino que responde al compromiso adquirido por el concesionario en el proyecto de renovación de flota presentado en 2024.

Sobre las cifras expresadas por tonelada

El capítulo emplea tres indicadores distintos que comparten la unidad de dólares por tonelada y que no deben confundirse. El primero es la intensidad de capital de la Tabla 3.26, que divide la inversión por la reducción anual y asciende a 2.158 dólares por tonelada anual. No incorpora costos de operación, beneficios ni descuento, y sirve únicamente para ordenar medidas por uso de capital.

El segundo es el costo bruto de abatimiento, que divide el Valor Actual de Costos del primer perímetro por las toneladas descontadas a la misma tasa, y asciende a 320 dólares por tonelada. Constituye una cota superior, dado que ignora los beneficios operacionales.

El tercero es el costo neto de abatimiento de la Tabla 3.35, que aplica el mismo cociente sobre el resultado del segundo perímetro. Para la cartera asciende a menos 133,4 dólares por tonelada, valor negativo que indica que la reducción se obtiene con un beneficio económico neto. Este último es el único de los tres que admite comparación directa con el precio social del carbono, comparación que desarrolla la sección siguiente.

3.4.5 Evaluación con precio social del carbono

Esta sección agrega al flujo de la sección anterior la reducción de emisiones valorizada según la trayectoria del precio social del carbono de la Tabla 3.25. Las toneladas evitadas de cada ejercicio se multiplican por el precio vigente en ese año, con el mismo factor de actividad aplicado a los beneficios operacionales, de modo que las medidas aportan desde su entrada en operación y el ejercicio 2038 se computa por nueve meses.

El beneficio del carbono se incorpora después de impuestos y no se grava. Se trata de un precio sombra que expresa el valor que la sociedad asigna a la reducción, no de un flujo que el concesionario perciba, de modo que someterlo al impuesto de primera categoría equivaldría a gravar un ingreso

inexistente. Por la misma razón, el perímetro que aquí se evalúa responde a una perspectiva social y no a la rentabilidad privada determinada en la sección 3.4.4.

Resultado de la cartera

La reducción valorizada aporta 4.025.813 dólares en valor presente, lo que eleva el Valor Actual Neto de la cartera a 8.363.567 dólares y su Tasa Interna de Retorno a 22,9%. El carbono explica en consecuencia un 48% del valor total, proporción relevante pero inferior a la que aportan los beneficios operacionales. La cartera, en otras palabras, no depende del precio del carbono para justificarse, y este opera como un beneficio adicional sobre un resultado que ya era positivo.

Tabla 3.36. Indicadores por medida con y sin precio social del carbono.

Medida	VAN sin carbono [USD]	Aporte del carbono [USD]	VAN con carbono [USD]	TIR con carbono [%]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]
Eficiencia energética y gestión	2.436.159	922.909	3.359.068	62,9	(316,5)
Ampliación fotovoltaica	(932.261)	798.831	(133.430)	9,2	146,0
Electrificación de la demanda térmica	3.039.462	2.252.981	5.292.443	26,2	(168,8)
Electrificación de flota e infraestructura de carga	(205.606)	51.093	(154.513)	(0,3)	482,5
Total de la cartera	4.337.754	4.025.813	8.363.567	22,9	(133,4)

Fuente: elaboración propia. Los valores entre paréntesis son negativos.

Precio nivelado del carbono

El costo de abatimiento determinado en la sección anterior no puede compararse directamente con el precio de un año determinado, dado que el primero es una cifra nivelada sobre todo el horizonte y el segundo crece de 78,8 a 171,5 dólares por tonelada. La comparación pertinente es contra el precio

nivelado, que resulta de dividir el aporte del carbono por las toneladas descontadas a la misma tasa. Para la cartera, ese precio asciende a 123,8 dólares por tonelada.

Con ambas cifras expresadas en la misma base, el criterio de decisión es directo: una medida se justifica desde la perspectiva social si su costo de abatimiento es inferior al precio nivelado del carbono. El Valor Actual Neto con carbono equivale de hecho a la diferencia entre ambos multiplicada por las toneladas descontadas, de modo que el signo del indicador queda determinado por ese contraste.

Lectura por medida

El precio del carbono no altera el signo de ninguna medida. La eficiencia energética y la electrificación térmica, que ya presentaban costos de abatimiento negativos, refuerzan un resultado que no requería del carbono. La electrificación de flota mantiene un valor negativo, dado que su costo de abatimiento de 482,5 dólares por tonelada cuadruplica el precio nivelado de 119,9 que le corresponde.

La ampliación fotovoltaica es el único caso en que el carbono resulta decisivo sin llegar a revertir el resultado. Su tasa interna de retorno sube de 5,5% a 9,2%, a menos de un punto de la exigencia, y su valor actual neto queda en menos 133.430 dólares. La brecha entre su costo de abatimiento y su precio nivelado, de 125,1 dólares por tonelada, es de 20,9 dólares. Esa distancia es inferior al efecto esperable de los dos sesgos declarados en las secciones 3.4.3 y 3.4.4, la valorización al precio medio de mercado en lugar de la tarifa de suministro y el truncamiento de la vida útil de los módulos por el término de la concesión, de modo que su evaluación social queda en una posición de indiferencia que la sección 3.4.6 examina.

3.4.6 Análisis de sensibilidad

Esta subsección examina la estabilidad de los resultados frente a los parámetros que las secciones anteriores identificaron como determinantes. El análisis varía un parámetro a la vez, manteniendo los demás en su valor base, y toma como referencia el perímetro de costos netos de beneficios operacionales de la sección 3.4.4, salvo donde se indica el perímetro con precio del carbono. Para cada parámetro se determina además su valor de quiebre, esto es, el valor que anula el indicador correspondiente.

Ordenamiento de los parámetros

La Tabla 3.37 presenta el efecto sobre el Valor Actual Neto de la cartera de una variación de 20% en cada parámetro, en ambos sentidos. El ordenamiento que resulta coincide con lo anticipado en la sección 3.4.3: el precio del gas licuado es la variable de mayor incidencia, seguida del costo de inversión y de la tasa de descuento.

Tabla 3.37. Valor Actual Neto de la cartera ante variaciones de 20% en cada parámetro. Valor base: 4.337.754 dólares.

Parámetro	Variación de −20% [USD]	Variación de +20% [USD]	Rango [USD]
Precio del gas licuado	1.970.657	6.704.850	4.734.193
Costo de inversión	6.206.111	2.469.396	3.736.716
Tasa de descuento	5.999.266	2.919.540	3.079.726
Precio de la energía eléctrica	3.788.633	4.886.874	1.098.240
Coeficiente de desempeño	3.730.448	4.742.624	1.012.176
Costos de operación	4.550.507	4.125.000	425.506

Fuente: elaboración propia.

Ninguna de las variaciones consideradas vuelve negativo el indicador de la cartera. La Tabla 3.38 establece a qué distancia del valor base se encuentran los puntos en que ello ocurre, tanto para la cartera como para las medidas cuyo resultado es sensible a cada parámetro.

Tabla 3.38. Valores de quiebre de los parámetros determinantes.

Parámetro	Valor base	Valor de quiebre	Variación	Indicador que se anula
Precio del gas licuado [USD/MWh]	138,7	87,9	−36,6%	VAN de la cartera
Precio del gas licuado [USD/MWh]	138,7	97,4	−29,8%	VAN de la electrificación térmica
Coeficiente de desempeño	3,25	1,44	−55,7%	VAN de la electrificación térmica
Precio de la energía eléctrica [USD/MWh]	106,3	137,3	+29,2%	VAN de la ampliación fotovoltaica
Precio de la energía eléctrica [USD/MWh]	106,3	110,7	+4,2%	VAN de la ampliación fotovoltaica con carbono
Precio de la energía eléctrica [USD/MWh]	106,3	239,3	+125,1%	VAN de la electrificación térmica
Tasa de descuento	9,91%	17,3%	+7,4 puntos	VAN de la cartera

Fuente: elaboración propia.

Precio del gas licuado y coeficiente de desempeño

El resultado de la cartera depende principalmente del precio del gas licuado, dado que este determina el beneficio de la electrificación térmica, que aporta más de la mitad de los beneficios operacionales. La cartera deja de recuperar su capital con una caída de 36,6% en ese precio, y la electrificación térmica, considerada de forma individual, con una caída de 29,8%. Se trata de márgenes amplios frente a un precio que la sección 3.4.1 construyó a partir de la estructura tarifaria publicada por el suministrador.

El coeficiente de desempeño, en cambio, tiene una incidencia acotada. La electrificación térmica mantiene un valor positivo mientras el coeficiente supere 1,44, menos de la mitad del valor adoptado. El resultado permite además cerrar una cuestión de la sección 3.3.5, donde el coeficiente se tomó de

la columna 2030 del catálogo y los costos de la columna 2025: con el coeficiente de 2,99 correspondiente a 2025, el Valor Actual Neto de la cartera sería de 4.126.517 dólares, un 4,9% inferior al del caso base, de modo que la elección de columna no altera ninguna conclusión. La variación considera solo el efecto sobre el consumo eléctrico y no un redimensionamiento de los equipos.

Precio de la energía eléctrica

El precio de la electricidad actúa en sentidos opuestos sobre la cartera. Un precio mayor aumenta el beneficio de la eficiencia energética y de la ampliación fotovoltaica, que reducen compras de electricidad, y disminuye el de la electrificación térmica y de flota, que las aumentan. Para mantener la coherencia, la variación se aplica a todos los flujos eléctricos a la vez, dado que el suministro que la instalación fotovoltaica desplaza es el mismo del que se abastecen las bombas de calor. El efecto neto sobre la cartera es positivo, de modo que un precio mayor mejora el resultado agregado.

Este es el parámetro que decide la posición de la ampliación fotovoltaica. Su valor actual neto se anula con un precio de 137,3 dólares por MWh, un 29,2% superior al adoptado, y con 110,7 dólares por MWh si se incorpora el precio del carbono, apenas un 4,2% sobre el valor base. La sección 3.4.3 señaló que la referencia empleada, el precio medio de mercado del sistema eléctrico, subestima el costo que la energía autoconsumida efectivamente desplaza, al omitir los cargos de transmisión y distribución. La conclusión sobre la medida queda en consecuencia supeditada a la tarifa de suministro efectiva del recinto: si esta supera 110,7 dólares por MWh, la medida se justifica desde la perspectiva social, y si supera 137,3 dólares por MWh, también desde la privada.

Horizonte de evaluación

El término de la concesión trunca la vida útil de los activos y afecta de manera desigual a las medidas. La ampliación fotovoltaica es la más expuesta, dado que sus módulos operarían más de una década después de 2038 sin que el horizonte lo reconozca, y las bases de licitación asignan valor residual nulo a los activos que revierten al Estado. Bajo los parámetros base, la medida recuperaría su capital con una operación que se extendiera hasta 2047, nueve años después del término de la concesión y dentro de la vida útil de los módulos. Con precio del carbono, bastaría con completar el ejercicio 2038 y operar durante 2039. El resultado no modifica la evaluación, que debe ceñirse al plazo contractual, pero indica que la medida es inconveniente para el concesionario y no para el recinto, dado que el valor que no alcanza a capturar lo percibe quien opere el aeropuerto después de 2038.

Tasa de descuento y calendario

La cartera mantiene un valor positivo hasta una tasa de 17,3%, que corresponde a su tasa interna de retorno, y conserva 1.631.721 dólares con una tasa de 14%. La ampliación fotovoltaica presenta la

respuesta más sensible, ya que con precio del carbono su valor se vuelve positivo con tasas inferiores a 9,3%. Con una tasa de 8%, alcanza 322.285 dólares.

El atraso de un año en la entrada en operación de la ampliación fotovoltaica y de la electrificación térmica, con el consiguiente desplazamiento de su inversión, reduce el Valor Actual Neto de la cartera a 3.618.273 dólares, un 16,6% por debajo del caso base. El efecto proviene de la pérdida de un año de beneficios dentro de un horizonte fijo y no altera el signo del resultado.

Reposición de inversores

La sección 3.4.2 adoptó una vida útil de 15 años para los inversores, con la cual su reposición queda fuera del horizonte. Si se adopta en cambio el valor de 10 años, el reemplazo ocurriría en 2038, y cada 100.000 dólares desembolsados en ese ejercicio reducirían el Valor Actual Neto en torno a 32.000 dólares antes del efecto tributario. La magnitud no altera el resultado de la cartera y agravaría en esa proporción el de la ampliación fotovoltaica.

Síntesis

El resultado positivo de la cartera es estable frente a todos los parámetros examinados, y solo se revierte ante una caída del precio del gas licuado superior a un tercio de su valor. La electrificación térmica y la eficiencia energética conservan un valor positivo en todos los casos considerados. La ampliación fotovoltaica es la única medida cuyo signo depende de un parámetro que no se encuentra determinado con precisión, la tarifa de suministro del recinto, y su valor de quiebre con precio del carbono se sitúa a solo un poco más de un 4% del valor adoptado. La electrificación de flota no cambia de signo bajo ninguna de las variaciones examinadas.

3.5 Hoja de ruta y verificación de cumplimiento de las acreditaciones

Las secciones 3.3 y 3.4 respondieron por separado dos preguntas: si la cartera cierra la brecha de emisiones al año 2030 y si resiste una evaluación económica desde la perspectiva del concesionario, esta sección junta ambos resultados, los ordena en una secuencia de implementación dentro del plazo de la concesión y los contrasta con los requisitos del Nivel 4 del programa ACA y de la certificación LEED O+M.

3.5.1 Cierre de la brecha bajo restricción económica

La sección 3.3.7 verificó que la cartera deja las emisiones de 2030 en 584 tCO_2e por debajo de la meta cumpliendo el objetivo propuesto del concesionario, y la sección 3.4.4 determinó para esa misma cartera un Valor Actual Neto de 4.337.754 dólares. Ambos resultados corresponden al conjunto. El desglose por medida mostró, sin embargo, que la ampliación fotovoltaica y la

electrificación de flota presentan un valor negativo bajo el perímetro privado. Queda por tanto abierta una pregunta que ninguna de las dos secciones resuelve por sí sola: si el concesionario, aplicando su propio criterio de decisión, aprobaría un conjunto de medidas suficiente para cumplir la meta.

Criterio de decisión

Se adopta como restricción económica un Valor Actual Neto no negativo a la tasa de 9,91%, bajo el perímetro de costos netos de beneficios operacionales de la sección 3.4.4. Es el criterio de exigencia del titular de la inversión y el que efectivamente gobierna la aprobación de cada medida. El resultado con precio social del carbono se informa como referencia, dado que corresponde a un beneficio que el concesionario no percibe.

Dos propiedades de los resultados anteriores permiten evaluar cualquier combinación de medidas como suma de sus componentes. En lo económico, la sección 3.4.4 estableció que los valores actuales netos individuales son aditivos. En lo físico, la secuencia de cálculo de la sección 3.3.1 dimensiona la ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica sobre la demanda que resulta después de la eficiencia energética, de modo que retirar la ampliación fotovoltaica o la electrificación de flota no altera las cantidades de las medidas restantes.

Combinaciones evaluadas

La siguiente tabla contrasta cuatro combinaciones. La primera reúne solo las medidas con valor positivo, y corresponde por tanto a la cartera que el concesionario aprobaría evaluando cada medida por separado. Las siguientes agregan, una a una y en conjunto, las dos medidas con valor negativo.

La combinación que maximiza el valor para el concesionario no cumple la meta. Con la eficiencia energética y la electrificación térmica las emisiones de 2030 quedan 570 tCO_2e por sobre el compromiso, un 6,1% del presupuesto de emisiones. El déficit es pequeño, pero su signo basta para establecer que una aplicación estricta de la tasa de exigencia medida a medida conduce al incumplimiento. La electrificación de flota no lo resuelve, dado que su aporte de 63 tCO_2e anuales cubre menos de una quinta parte de la diferencia. Solo la incorporación de la ampliación fotovoltaica cierra la brecha, de modo que la combinación C constituye la cartera mínima de cumplimiento.

Tabla 3.39. Cumplimiento de la meta y resultado económico de las combinaciones de medidas.

Combinación	CAPEX [USD]	Reducción [tCO_2e/año]	Emisiones 2030 [tCO_2e]	Diferencia con la meta [tCO_2e]	VAN privado [USD]	VAN con carbono [USD]
A. Eficiencia energética y electrificación térmica	6.521.000	4.215	9.976	+570	5.475.621	8.651.510
B. Combinación A más electrificación de flota	6.891.000	4.278	9.913	+ 507	5.270.015	8.496.997
C. Combinación A más ampliación fotovoltaica	11.215.000	5.306	8.885	− 521	4.543.360	8.518.080
D. Cartera completa	11.585.000	5.369	8.822	−584	4.337.754	8.363.567

Fuente: elaboración propia sobre las Tablas 3.23, 3.35 y 3.36. Emisiones evaluadas con el factor del SEN de 0,155 tCO_2e/MWh adoptado en la sección 3.3.1. Meta al año 2030: 9.406 tCO_2e.

Costo del cumplimiento

Pasar de la combinación A a la C reduce el Valor Actual Neto en 932.261 dólares, que corresponde al valor negativo de la ampliación fotovoltaica. Ese monto es el costo que el cumplimiento de la meta impone al concesionario por sobre su óptimo económico. La cartera mínima conserva no obstante un valor de 4.543.360 dólares, ya que el valor generado por la eficiencia energética y la electrificación térmica cubre casi seis veces el déficit de la medida fotovoltaica. Con precio social del carbono la diferencia entre ambas combinaciones se reduce a 133.430 dólares.

El resultado permite precisar la naturaleza de la restricción. La meta es compatible con el criterio de decisión del concesionario siempre que este se aplique a la cartera como un todo. Si las medidas se

someten a aprobación por separado contra la tasa de exigencia, la ampliación fotovoltaica es rechazada y la meta no se cumple. La condición de cumplimiento es en consecuencia una condición de decisión conjunta, en la cual las medidas de mayor rendimiento financian a la que cierra la brecha.

El costo de 932.261 dólares debe leerse además como una cota superior. La sección 3.4.6 estableció que el signo de la ampliación fotovoltaica depende de la tarifa de suministro efectiva del recinto, que no fue posible determinar, y que la medida alcanza un valor nulo con un precio de 137,3 dólares por MWh bajo el perímetro privado y de 110,7 bajo el perímetro con carbono. Si la tarifa efectiva supera el primero de esos valores, la cartera mínima de cumplimiento coincide con el óptimo económico del concesionario.

Dimensión de la ampliación fotovoltaica

El déficit de la combinación A equivale a cerca de la mitad del aporte de la ampliación fotovoltaica, de modo que una instalación de menor potencia bastaría para cerrar la brecha de forma exacta. No se adopta esa alternativa. Una instalación ajustada al déficit elimina la holgura que la sección 3.3.7 asignó a la incertidumbre de los parámetros proyectados, y la cartera quedaría en condición de cumplimiento solo si todos ellos se verificaran en su valor base. Con la instalación completa la combinación C mantiene una holgura de 521 tCO_2e, equivalente a un 5,5% de la meta.

Cobertura de la electrificación térmica

Una segunda vía para cubrir el déficit sin capital adicional sería una cobertura térmica mayor. La sección 3.3.5 adoptó una cobertura de 80% de la energía térmica anual, correspondiente al extremo inferior del rango de 80% a 90% que la referencia asocia a un equipo dimensionado al 50% de la carga de punta (CIBSE, 2023). Con una reducción neta del orden de 0,18 tCO_2e por MWh de gas licuado desplazado, las 570 tCO_2e faltantes equivalen a unos 3.190 MWh adicionales, lo que exigiría una cobertura cercana a 95%, fuera del rango de la referencia. Aun con una cobertura de 90%, la combinación A quedaría unas 185 tCO_2e por sobre la meta. La cobertura medida en operación puede por tanto ampliar la holgura de la cartera, pero no reemplaza a la ampliación fotovoltaica como condición de cumplimiento.

Dependencia del factor de emisión

El cierre de la brecha se verificó con el factor del sistema eléctrico proyectado para 2030, de modo que corresponde establecer desde qué valor del factor se sostiene. Con la cartera mínima implementada, las emisiones de Alcance 1 se reducen a unas 2.300 tCO_2e y el retiro de energía de la red a unos 42.500 MWh anuales. La meta se cumple mientras el factor del sistema no supere 0,167

tCO_2e/MWh, valor 17% inferior al de 2024. Sin medidas, la sección 3.2.2 determinó que el cumplimiento exigía un factor inferior a 0,055, es decir, una caída de 73%.

La cartera no elimina en consecuencia la dependencia de la matriz eléctrica nacional, pero reduce la magnitud de la condición en más de cuatro veces. Con un factor constante en el valor de 2024, la cartera mínima dejaría las emisiones en unas 10.900 tCO_2e, por sobre la meta. Con la trayectoria central adoptada en la sección 3.2.3, el factor desciende bajo el umbral de 0,167 durante 2029, antes del año de verificación. El cumplimiento pasa así de depender de una transformación de la matriz que ningún instrumento de planificación proyecta, a depender de una trayectoria de descenso moderada, que es además la que sustenta todo el dimensionamiento.

En resumen, la restricción económica no impide el cierre de la brecha, pero determina tres condiciones para que ocurra. La primera es la composición: la cartera mínima de cumplimiento reúne la eficiencia energética, la electrificación térmica y la ampliación fotovoltaica, con una inversión de 11,2 millones de dólares y un valor positivo de 4,5 millones. La segunda es el modo de decisión, dado que la cartera debe aprobarse como paquete para que la medida fotovoltaica, necesaria para cumplir, no sea descartada por su resultado individual. La tercera es la posición de la electrificación de flota, que no forma parte del núcleo de cumplimiento, aporta 63 tCO_2e anuales de holgura adicional a un costo de 205.606 dólares y se mantiene en la cartera por el compromiso de renovación adquirido por el concesionario en 2024.

3.5.2 Priorización y secuencia de implementación

La sección anterior fijó la composición de la cartera: la eficiencia energética, la electrificación térmica y la ampliación fotovoltaica constituyen el núcleo de cumplimiento, y la electrificación de flota se mantiene por el compromiso de renovación adquirido por el operador. Esta subsección ordena esas medidas en el tiempo, construye la trayectoria de emisiones resultante hasta el término de la concesión y examina la posición del recinto después de 2030.

Criterios de priorización

La guía de la OACI para la elaboración de hojas de ruta de descarbonización propone categorizar y priorizar las medidas según su plazo de ejecución, su costo, su potencial de reducción y su factibilidad técnica (OACI, 2022). Cada criterio se mide aquí con un resultado ya obtenido en el estudio. El plazo corresponde a los ejercicios que separan la decisión de la entrada en operación, según el perfil de la sección 3.4.2. El costo se expresa mediante el Valor Actual Neto y el costo neto de abatimiento de la sección 3.4.4, y no mediante la inversión, dado que esa misma sección mostró que el ordenamiento por capital no coincide con el ordenamiento por resultado. El potencial se mide contra la brecha de

4.785 tCO_2e. La factibilidad técnica recoge las condiciones que la sección 3.3 identificó como previas al diseño y que pueden modificar la inversión o impedir la medida.

La eficiencia energética encabeza el ordenamiento en los cuatro criterios salvo el potencial, y ocupa además una posición que no depende de su puntaje. Su grupo de medición y análisis es el que genera los consumos por sistema con los que se verifica el desempeño de las demás medidas, y la reducción de demanda que produce es la base sobre la que se dimensionaron la ampliación fotovoltaica y la electrificación térmica. Es en consecuencia la primera medida a ejecutar por razones técnicas, con independencia de su resultado económico.

Tabla 3.40. Priorización de las medidas de la cartera según los criterios de la OACI.

Medida	Plazo a operación	VAN [USD]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]	Reducción [tCO_2e/año] y fracción de la brecha	Condición de factibilidad técnica	Prioridad
Eficiencia energética y gestión	1 ejercicio (2027)	2.436.159	(316,5)	1.138 (23,8%)	Intervención sobre la plataforma de automatización existente	1
Electrificación de la demanda térmica	2 ejercicios (2028)	3.039.462	(168,8)	3.077 (64,3%)	Temperatura de impulsión de las unidades de tratamiento de aire y capacidad eléctrica	2

Tabla 3.40. Priorización de las medidas de la cartera según los criterios de la OACI (continuación).

Medida	Plazo a operación	VAN [USD]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]	Reducción [tCO_2e/año] y fracción de la brecha	Condición de factibilidad técnica	Prioridad
Ampliación fotovoltaica	2 ejercicios (2028)	(932.261)	146,0	1.091 (22,8%)	Análisis de deslumbramiento, verificación estructural y superficie de cubierta	3
Electrificación de flota e infraestructura de carga	1 ejercicio (2027)	(205.606)	482,5	63 (1,3%)	Sin condición crítica	4

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.3, 3.4.2 y 3.4.4, con criterios de OACI (2022). Los valores entre paréntesis son negativos.

La electrificación térmica concentra el 64% de la brecha y presenta el segundo mejor resultado económico, pero también el plazo más largo y las dos condiciones de factibilidad con mayor capacidad de alterar la inversión. Si las baterías de las unidades de tratamiento de aire no admiten temperaturas de impulsión del orden de 55 grados, la medida exige su recambio. La demanda eléctrica que incorpora, del orden de 1,6 MW con el coeficiente estacional y superior en condiciones de punta, debe verificarse contra la capacidad de transformación disponible y la potencia contratada. La medida constituye por tanto la ruta crítica de la cartera: de ella depende la mayor parte del cumplimiento y es la que más puede demorarse.

La ampliación fotovoltaica ocupa el tercer lugar por costo, pero la sección 3.5.1 estableció que sin ella la meta no se cumple, de modo que su prioridad baja no la excluye de la secuencia. Sus condiciones de factibilidad, que comprenden el análisis de deslumbramiento, la verificación estructural de las cubiertas y la confirmación de entre 22.000 y 27.000 metros cuadrados disponibles, son previas al diseño y no requieren inversión relevante. La electrificación de flota ocupa el último

lugar en todos los criterios. Su ejecución temprana no compite por recursos con las demás medidas, dado que no presenta condiciones críticas y compromete un 3% del capital.

Cabe precisar el alcance de la priorización. Como las tres medidas del núcleo son necesarias para cumplir, el orden no selecciona medidas, sino que asigna la secuencia de estudios, decisiones y desembolsos.

Secuencia de implementación

La Tabla 3.41 organiza la ejecución en cuatro fases coherentes con el perfil de inversión de la sección 3.4.2. Cada fase se asocia a un hito que condiciona la siguiente.

Tabla 3.41. Secuencia de implementación de la cartera, 2026 a 2038.

Fase	Período	Acciones	Hito de verificación
1. Medidas de corto plazo y estudios previos	2026	Implementación del paquete de eficiencia y del sistema de gestión de la energía. Renovación de flota e infraestructura de carga. Estudios de temperatura de impulsión y capacidad eléctrica. Análisis de deslumbramiento, verificación estructural y levantamiento de cubierta.	Resultado de los estudios de factibilidad antes de adjudicar las obras de la ampliación fotovoltaica y de la electrificación térmica.
2. Ejecución de obras	2027	Montaje de la cascada de bombas de calor y de la ampliación fotovoltaica sobre terminal en operación.	Consumos por sistema registrados por el sistema de gestión, que sirven de línea base medida.

Tabla 3.41. Secuencia de implementación de la cartera, 2026 a 2038 (continuación).

Fase	Período	Acciones	Hito de verificación
3. Operación y verificación	2028 a 2030	Cartera completa en operación.	Cobertura térmica y coeficiente de desempeño medidos en la primera temporada de calefacción. Generación fotovoltaica. Inventario 2030 contra la meta.
4. Operación hasta el término de la concesión	2031 a 2038	Operación de la cartera y definición de las medidas posteriores a 2030.	Reversión de los activos el 30 de septiembre de 2038.

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.3 y 3.4.2.

Trayectoria de emisiones hasta el término de la concesión

La trayectoria se construye extendiendo hasta 2038 las tasas de crecimiento de la demanda de la sección 3.2.2 y la trayectoria del factor del SEN de la sección 3.2.3, que desciende linealmente hasta cero en 2050. El efecto de cada medida se mantiene constante en el valor dimensionado para 2030 a partir de su entrada en operación. Tres consecuencias de estas reglas deben declararse. Mantener fijo el efecto de la eficiencia y de la electrificación térmica, que en rigor escalan con la demanda, subestima la reducción posterior a 2030. No se incorpora la degradación de los módulos fotovoltaicos, lo que opera en sentido contrario. Por último, el tráfico proyectado alcanza la capacidad de diseño de 38 millones de pasajeros hacia 2034, de modo que desde ese año la demanda proyectada constituye una cota superior.

Para contrastar la posición del recinto después de 2030 se incorpora una senda de referencia que desciende linealmente desde la meta de 9.406 tCO_2e en 2030 hasta cero en 2050. La senda es una construcción del estudio que traduce el compromiso de cero emisiones netas del operador en una trayectoria anual, y no corresponde a una meta declarada.

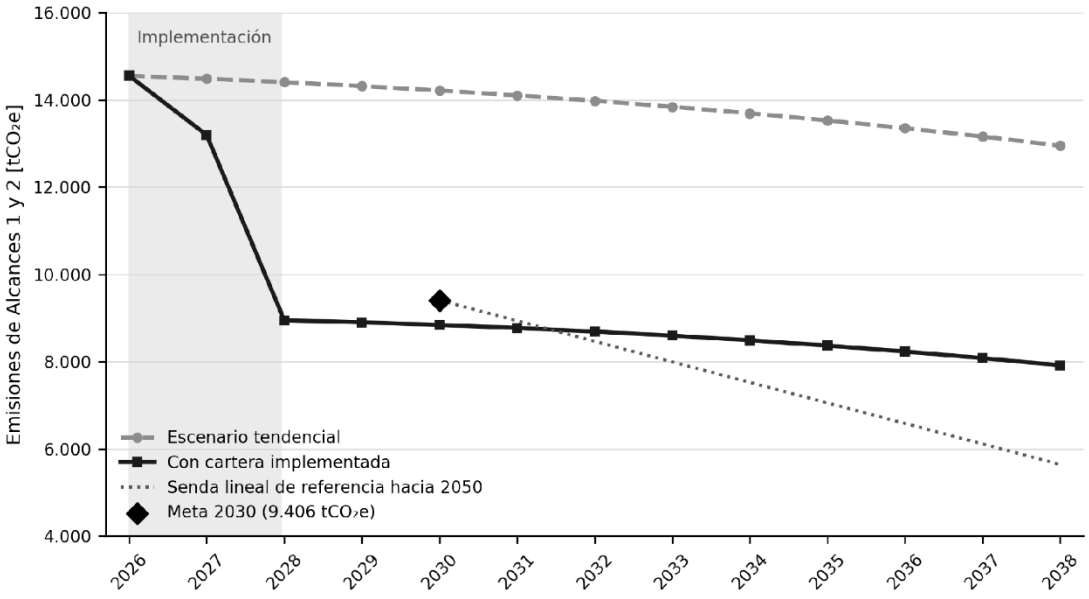


Figura 3.4. Trayectoria de emisiones de Alcances 1 y 2 de AMB, 2026 a 2038.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Airport Carbon Accreditation (2026).

Tabla 3.42. Emisiones de Alcances 1 y 2 en años seleccionados del horizonte..

Año	Factor del SEN [tCO_2e/MWh]	Escenario tendencial [tCO_2e]	Con cartera [tCO_2e]	Senda de referencia [tCO_2e]
2026	0,1866	14.551	14.551	—
2028	0,1710	14.403	8.947	—
2030	0,1555	14.213	8.841	9.406
2032	0,1399	13.977	8.690	8.465
2034	0,1244	13.690	8.488	7.525
2036	0,1088	13.349	8.232	6.584
2038	0,0933	12.949	7.917	5.644

Fuente: elaboración propia.

La cartera sitúa las emisiones bajo la meta desde 2028, dos años antes del ejercicio de verificación, y las lleva a 8.841 tCO_2e en 2030, con una holgura de 565 tCO_2e. La cifra difiere de la Tabla 3.23 porque la trayectoria aplica el factor de 0,1555 tCO_2e/MWh que entrega la regla de la sección 3.2.3, mientras el dimensionamiento empleó el valor redondeado de 0,155. El cumplimiento se mantiene con ambos valores.

Posición posterior a 2030

Después de 2030 la trayectoria cambia de naturaleza. Las emisiones con cartera descienden un 10% entre 2030 y 2038, y ese descenso proviene por completo del factor del sistema eléctrico: el Alcance 2 cae de 6.613 a 4.853 tCO_2e, mientras el Alcance 1 aumenta de 2.228 a 3.064 tCO_2e al seguir el crecimiento de la demanda. Aun considerando que ese aumento está sobrestimado por mantener fijo el efecto de las medidas, el resultado indica que una vez implementada la cartera la reducción vuelve a depender de un factor exógeno, que es la condición que la sección 3.2 identificó como el problema de partida.

La cartera cruza la senda de referencia durante 2032 y en 2038 la supera en unas 2.270 tCO_2e. Fue dimensionada para cerrar la brecha de 2030 y no contiene una trayectoria hacia cero emisiones netas. El residuo de 2030 indica dónde debería actuar una segunda etapa. Del Alcance 1 remanente, cerca de 1.000 tCO_2e corresponden al gas licuado que las calderas siguen quemando en el esquema bivalente y del orden de 1.100 al término residual de refrigerantes y otras fuentes, cuyo valor la sección 3.1.3 estableció como cota superior. Este último es la mayor fuente de Alcance 1 que la cartera no aborda. El resto corresponde a maquinaria y grupos electrógenos que la sección 3.3.6 excluyó de la sustitución.

El momento de esa segunda etapa está condicionado por el horizonte de la concesión. Cada año transcurrido acorta el período en que una inversión puede recuperarse antes de 2038, y la sección 3.4.6 mostró que ya la ampliación fotovoltaica, decidida en 2026, requeriría operar hasta 2047 para recuperar su capital. Las medidas posteriores a 2030 deben definirse por tanto durante la fase de verificación, con los consumos medidos por el sistema de gestión, y no después de ella. A ello se agrega que doce de los veinte años que separan 2030 del objetivo de 2050 transcurren fuera del contrato vigente, de modo que la trayectoria hacia cero emisiones netas depende en su mayor parte de decisiones que no corresponden al actual concesionario.

3.5.3 Requisitos del Nivel 4 del programa ACA

El objetivo de este estudio es habilitar el tránsito de AMB desde el Nivel 3 al Nivel 4 del programa ACA. Esta subsección contrasta la cartera y su trayectoria con los requisitos vigentes de ese nivel, establecidos desde enero de 2026 en un documento específico para los Niveles 4 y 4+ (Airport Carbon Accreditation, 2026) , cuyos elementos principales se describieron en la sección 2.2.2. Para el caso, el requisito determinante es que la meta se alinee con la trayectoria de 1,5 °C.

Requisitos y situación del recinto

La Tabla 3.43 reúne los requisitos del nivel, la situación del recinto frente a cada uno y la parte que este estudio resuelve.

Tabla 3.43. Requisitos del Nivel 4 del programa ACA y situación de AMB.

Requisito	Exigencia	Situación de AMB	Aporte de este estudio
Compromiso de política	Compromiso público de reducción de emisiones, firmado por la máxima instancia de la sociedad.	Metas públicas de 40% al 2030 y cero emisiones netas al 2050.	No aplica.
Inventario de GEI	Alcances 1 y 2 y todas las categorías relevantes del Alcance 3, incluido el vuelo completo de las aeronaves.	Nivel 3 exige solo fuentes seleccionadas del Alcance 3.	No aplica. El Alcance 3 queda fuera de la cuantificación.
Meta de reducción	Absoluta, sobre la totalidad de los Alcances 1 y 2, alineada con la trayectoria de 1,5 °C, al menos diez años después de la postulación y no posterior a 2050.	Meta de 2030 a menos de diez años de cualquier postulación posible.	Trayectoria con cartera hasta 2038 contrastable con la meta.

Tabla 3.43. Requisitos del Nivel 4 del programa ACA y situación de AMB (continuación).

Requisito	Exigencia	Situación de AMB	Aporte de este estudio
Año base	Año verificado desde 2010, excluidos 2020 y 2021, correspondiente al más antiguo con datos confiables.	Año base 2022.	No aplica.
Método del Alcance 2	Declaración del método con que se fija y se mide la meta. Doble reporte donde existen instrumentos contractuales.	Contrato I-REC que anula el Alcance 2 bajo criterio market based.	Evaluación bajo criterio location based.
Plan de Gestión del Carbono	Iniciativas con alcance, reducción estimada, responsable, plazo y estado, más la trayectoria hacia la meta.	Plan exigido en el Nivel 3, que no requiere trayectoria.	Cartera dimensionada, secuencia y trayectoria anual.
Plan de Asociación con Partes Interesadas	Evidencia de que el aeropuerto impulsa reducciones de terceros, con al menos una acción por grupo de interés.	Plan de Participación exigido en el Nivel 3.	Infraestructura de carga en plataforma.

Fuente: elaboración propia sobre Airport Carbon Accreditation (2026) y Aeropuerto de Santiago (2025).

La tabla muestra que el estudio aporta el contenido técnico del Plan de Gestión del Carbono y la trayectoria que ese plan debe contener, que son los requisitos que dependen de medidas de infraestructura. Los requisitos restantes son de gestión y reporte. La ampliación del inventario a todas las categorías del Alcance 3 y el Plan de Asociación con Partes Interesadas se construyen sobre los instrumentos que el operador ya mantiene en el Nivel 3. El requisito que merece examen detenido es la meta.

Magnitud y horizonte de la meta

La edición vigente fija porcentajes mínimos de reducción respecto del año base para cada año objetivo posible, considerados alineados con la trayectoria de 1,5 °C. La tabla a continuación los aplica a las

emisiones del año base 2022, de 15.676 tCO_2e, y los contrasta con la trayectoria con cartera de la sección 3.5.2.

Tabla 3.44. Porcentajes de reducción del Nivel 4 aplicados al AMB y trayectoria con cartera.

Año	Reducción mínima respecto del año base	Emisiones máximas admisibles [tCO_2e]	Emisiones con cartera [tCO_2e]	Diferencia [tCO_2e]
2030	40%	9.406	8.841	−565
2035	55%	7.054	8.367	+1.313
2040	70%	4.703	Fuera del horizonte	—
2045	85%	2.351	Fuera del horizonte	—
2050	90%	1.568	Fuera del horizonte	—

Fuente: elaboración propia sobre Airport Carbon Accreditation (2026) y la Tabla 3.42.

El porcentaje exigido para 2030 coincide con el compromiso del operador, de modo que la magnitud de su meta está alineada con el programa. El problema es el horizonte. La meta debe situarse al menos diez años después del año de postulación, por lo que una postulación entre 2026 y 2028 exige un año objetivo no anterior a 2036 a 2038. La meta de 2030, aun con la magnitud correcta, no califica como meta de largo plazo del Nivel 4, y tampoco como hito intermedio, dado que estos deben fijarse diez o quince años después de la postulación.

Ese desplazamiento del horizonte cambia la lectura de la cartera. Cumple el valor de 2030 con una holgura de 565 tCO_2e, pero en 2035 excede en 1.313 tCO_2e el máximo admisible, y la diferencia crece en los años siguientes. Los porcentajes de la Tabla 3.44 descienden además tres puntos por año entre 2030 y 2045, de modo que coinciden con la senda de referencia de la Figura 3.6 hasta ese último año. La brecha de unas 2.270 tCO_2e identificada en 2038 frente a esa senda corresponde por tanto a la distancia respecto de una meta admisible para el Nivel 4.

A ello se agrega una condición contractual. Las fechas que el programa recomienda, a mitad o término de década, sitúan la primera meta admisible en 2040, fuera del plazo de la concesión. Una meta en 2036, 2037 o 2038 es admisible pero no preferente, y exigiría una reducción del orden de 58% a 64% respecto de 2022, según una interpolación propia entre los valores de 2035 y 2040. La sociedad

concesionaria debería comprometer en consecuencia un resultado que se verifica al término del contrato o después de él.

Año base, método de cálculo y factor del sistema

El año base 2022 es admisible, dado que es posterior a 2010 y no corresponde a los años de pandemia. La edición vigente exige, sin embargo, que el año base sea el más antiguo con datos confiables y que se encuentre verificado. Si el operador dispone de inventarios verificados anteriores, la elección de 2022 deberá justificarse ante el verificador.

La meta puede fijarse bajo criterio location based o market based, declarando el método, y en mercados con instrumentos contractuales el programa exige reportar ambos resultados. Bajo criterio market based, el contrato I-REC del operador anula el Alcance 2 y la meta queda determinada por el Alcance 1, sobre el cual actúa principalmente la electrificación térmica. Bajo criterio location based, que es el adoptado en este estudio, la meta recoge ambos alcances. La elección no es neutra para la cartera, ya que bajo el primer criterio la ampliación fotovoltaica y la fracción eléctrica de la eficiencia dejan de contribuir a la meta.

Bajo criterio location based, la evolución del factor del sistema eléctrico se incorpora al inventario de cada año sin recalcular el año base, de modo que su descenso se contabiliza como reducción. Dos reglas del programa acotan ese beneficio. La primera es que las metas y los hitos deben cumplirse sin desviación, lo que convierte la volatilidad del factor descrita en la sección 3.2.1 en un riesgo de incumplimiento. La segunda es que el crecimiento orgánico del recinto, como la habilitación de nuevas áreas climatizadas, no admite ajuste del año base, por lo que el aumento del Alcance 1 atribuido a esa causa en la sección 3.2.1 se registra contra la meta.

Contenido del Plan de Gestión del Carbono

La edición vigente establece que el plan debe consignar para cada iniciativa su descripción, el alcance afectado, la reducción estimada, el área responsable, el plazo y el estado. La Tabla 3.45 traslada la cartera a ese formato. El área responsable corresponde a una definición interna del operador y no se consigna.

Tabla 3.45. Iniciativas de la cartera en el formato del Plan de Gestión del Carbono.

Iniciativa	Alcance	Reducción estimada [tCO_2e/año]	Acción	Plazo	Estado
Eficiencia energética y gestión	1 y 2	1.138	Recomisionamiento de climatización, sistema de gestión de la energía y recambio LED remanente.	2026	Planificada
Electrificación de la demanda térmica	1 (aumenta el 2)	3.077	Cascada de bombas de calor aerotérmicas en esquema bivalente.	2026 a 2027	Planificada
Ampliación fotovoltaica	2	1.091	Instalación de 4.000 kWp sobre cubiertas en régimen de autoconsumo.	2026 a 2027	Planificada
Electrificación de flota	1	63	Reemplazo de seis camionetas diésel de mantenimiento.	2026	Planificada
Infraestructura de carga en plataforma	3	No cuantificada	Puntos de carga para equipos de apoyo terrestre de terceros.	2026	Planificada

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.3 y 3.5.2, con formato de Airport Carbon Accreditation (2026).

La infraestructura de carga en plataforma cumple además una función en el Plan de Asociación con Partes Interesadas. El programa acepta como evidencia las medidas que el aeropuerto implementa sobre las actividades de terceros, entre ellas las exigencias de electrificación de equipos, y la infraestructura de carga es la condición física para que esa exigencia pueda plantearse a los operadores de servicios en plataforma. La meta de uso del suministro de 400 Hz en puentes de embarque, ya declarada por el operador, cumple la misma función respecto de las aerolíneas.

La cartera como primera etapa de la trayectoria

El contraste anterior no implica que la cartera sea insuficiente para postular al Nivel 4. El programa no exige que las medidas ya dimensionadas alcancen la meta, sino una meta válida y un Plan de

Gestión del Carbono cuya trayectoria conduzca a ella. Esa trayectoria puede incorporar etapas futuras, siempre que sus variaciones se expliquen (Airport Carbon Accreditation, 2026). En ese marco la cartera constituye la primera etapa del plan: lleva las emisiones bajo el valor de 2030 y fija el punto de partida de la trayectoria posterior.

El régimen de control determina cuándo debe estar definida la segunda etapa. La trayectoria se contrasta con el inventario cada seis años con una desviación admitida de hasta 15%, mientras que los hitos y la meta deben cumplirse sin desviación. Considérese una postulación en 2027 con meta en 2040, que al situarse a trece años de la postulación no requiere hito intermedio, y una trayectoria que desciende linealmente desde el valor con cartera de 2030 hasta las 4.703 tCO_2e de la meta. El primer control, en 2033, admitiría hasta 8.740 tCO_2e, y la cartera por sí sola alcanza 8.595. La segunda etapa no es por tanto condición para postular ni para el primer control, sino para el cumplimiento de la meta. El cálculo supone que la desviación admitida se mide sobre el valor de la trayectoria, interpretación que debe confirmarse con el administrador del programa.

Extendiendo la trayectoria con cartera hasta 2040 con las reglas de la sección 3.5.2, las emisiones alcanzan 7.539 tCO_2e, de modo que la segunda etapa debe aportar del orden de 2.840 tCO_2e anuales. Si la meta se fija en 2037, dentro del plazo de la concesión, el aporte requerido es de unas 1.970 tCO_2e. Ambas cifras constituyen cotas superiores, dado que mantener fijo el efecto de las medidas sobrestima el crecimiento posterior del Alcance 1.

El residuo de la cartera orienta la composición de esa etapa. Aumentar la fracción electrificada de la demanda térmica actúa sobre el gas licuado que las calderas siguen quemando en el esquema bivalente, del orden de 1.000 tCO_2e en 2030. La gestión de refrigerantes actúa sobre el término residual del Alcance 1, cuyo valor de hasta unas 1.100 tCO_2e la sección 3.1.3 estableció como cota superior. El resto debe provenir de reducciones adicionales del retiro de energía de la red. El dimensionamiento de estas medidas corresponde a las actualizaciones del Plan de Gestión del Carbono, que el programa exige al menos cada tres años, y puede apoyarse en los consumos medidos durante la fase de verificación de la sección 3.5.2.

En síntesis, el Nivel 4 es alcanzable para AMB, y la cartera evaluada constituye su primera etapa. Aporta las iniciativas y la trayectoria del Plan de Gestión del Carbono, cumple el porcentaje que el programa asocia a 2030 y mantiene la trayectoria dentro de la tolerancia del primer control. El cumplimiento de una meta de largo plazo admisible requiere una segunda etapa, que este estudio cuantifica entre 1.970 y 2.840 tCO_2e anuales según el año objetivo y cuya composición identifica en el residuo de la cartera. La restricción que condiciona esa etapa es contractual: la meta preferente se

verifica después del término de la concesión, y las medidas que la cierran disponen de un plazo de recuperación cada vez menor dentro de ella.

3.5.4 Aporte a la certificación LEED O+M

La certificación LEED para Operación y Mantenimiento constituye el segundo estándar que este estudio considera. Esta subsección identifica los créditos sobre los que actúa la cartera y estima la posición que el recinto alcanzaría respecto de la categoría Oro adoptada como meta en la sección 2.2.3.

La definición de la versión de la certificación va antes que cualquier análisis de créditos. El registro de proyectos nuevos bajo las versiones v4 y v4.1 de LEED cerró el 30 de junio de 2026, y desde esa fecha todo proyecto nuevo de Operación y Mantenimiento debe registrarse bajo la versión v5, publicada en abril de 2025 (USGBC, 2026). Las excepciones vigentes corresponden a la recertificación de proyectos ya certificados y a la variante de interiores, ninguna de las cuales aplica al caso, dado que el recinto no cuenta con certificación previa. El análisis se desarrolla en consecuencia sobre LEED v5 O+M.

El cambio de versión no es formal. La versión v5 organiza sus créditos en torno a tres áreas de impacto, y la descarbonización concentra cerca de la mitad de los puntos disponibles. Incorpora además prerrequisitos que no existían en la versión anterior, entre ellos una proyección de carbono del edificio y la evaluación de resiliencia climática. El resultado es que las medidas evaluadas en este estudio tienen en la versión vigente un peso mayor que el que habrían tenido bajo v4.1.

Créditos sobre los que interviene la cartera

El sistema asigna 110 puntos posibles, distribuidos en ocho categorías, y la categoría de Energía y Atmósfera concentra 34 de ellos. La Tabla 3.46 identifica los prerrequisitos y créditos sobre los que actúan las medidas dimensionadas.

Tabla 3.46. Prerrequisitos y créditos de LEED v5 O+M sobre los que interviene la cartera.

Prerrequisito o crédito	Puntos	Medida de la cartera que interviene
EAp1 Proyección de carbono a partir del uso de energía	Requerido	Trayectoria de emisiones de la sección 3.5.2.
EAp2 Monitoreo y reporte de energía	Requerido	Submedición por edificio y sistema de gestión de la energía.
EAp3 Desempeño energético mínimo	Requerido	Eficiencia energética y ampliación fotovoltaica.
EAp4 Gestión fundamental de refrigerantes	Requerido	Sin medida asociada.
EAc1 Desempeño en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	12	Cartera completa.
EAc2 Optimización del desempeño energético	12	Eficiencia energética y ampliación fotovoltaica.
EAc3 Desempeño en gestión avanzada de refrigerantes	2	Sin medida asociada.
EAc4 Desempeño en reducción de la demanda de punta	1	Ampliación fotovoltaica y gestión de la energía.
EAc5 Planes de descarbonización y eficiencia	4	Plan de Gestión del Carbono y hoja de ruta de la sección 3.5.
EAc6 Gestión de la demanda de punta	1	Sistema de gestión de la energía.

Tabla 3.46. Prerrequisitos y créditos de LEED v5 O+M sobre los que interviene la cartera (continuación).

Prerrequisito o crédito	Puntos	Medida de la cartera que interviene
EAc7 Comisionamiento	2	Recomisionamiento incluido en el paquete de eficiencia.
LTc3 Vehículos eléctricos	1	Electrificación de flota e infraestructura de carga.
Total de puntos sobre los que interviene la cartera	33	

Fuente: elaboración propia sobre el sistema de calificación LEED v5 O+M (USGBC, 2025) y las secciones 3.3 y 3.5.2.

La cartera interviene sobre 33 de los 110 puntos del sistema, esto es, un 30% del total, y sobre tres de los cuatro prerrequisitos de la categoría de energía. El sistema otorga los créditos de desempeño según umbrales medidos durante un período de operación de al menos doce meses, de modo que la cantidad de puntos efectivamente obtenidos depende de valores que solo pueden establecerse con la operación en régimen y con el manual de referencia de la versión. Lo que este estudio permite afirmar es sobre qué créditos actúa la cartera, y no cuántos puntos obtiene.

Efecto sobre los créditos de desempeño

Los dos créditos de mayor peso, con 12 puntos cada uno, se refieren a la reducción de emisiones y a la optimización del desempeño energético. La cartera actúa sobre ambos en el mismo sentido. Su efecto sobre las emisiones es el que la sección 3.3.7 cuantificó. Su efecto sobre el consumo es menos evidente, dado que la electrificación térmica incorpora demanda eléctrica, pero el balance es favorable: la eficiencia energética reduce 6.230 MWh, la electrificación térmica sustituye 17.208 MWh de gas licuado por 5.348 MWh de electricidad y la ampliación fotovoltaica desplaza 7.040 MWh de compra a la red. La energía que el recinto adquiere de terceros disminuye del orden de 25.100 MWh anuales, equivalentes a un 35% de la demanda proyectada para 2030.

Los dos créditos referidos a la demanda de punta presentan una tensión que conviene consignar. La ampliación fotovoltaica y el sistema de gestión de la energía actúan a favor, mientras la cascada de bombas de calor incorpora del orden de 1,6 MW eléctricos que se solicitan principalmente en horas de baja irradiancia. El resultado neto depende de la coincidencia entre ambos perfiles, que requiere la curva de carga del recinto señalada como pendiente en la sección 3.3.4.

Los créditos de refrigerantes son el único componente de la categoría de energía sobre el que la cartera no actúa. La gestión fundamental es prerrequisito y la gestión avanzada aporta dos puntos. La sección 3.1.3 situó el término residual del Alcance 1, compuesto principalmente por fugas de refrigerantes, en hasta 1.072 tCO2e, y la sección 3.5.3 lo identificó como candidato de la segunda etapa de medidas. Ese frente resuelve en consecuencia un requisito de ambos estándares con una misma intervención.

Posición respecto de la categoría Oro

La cifra de 33 puntos sobre 110 mide el alcance de la cartera respecto del sistema completo, pero no respecto del ámbito sobre el que efectivamente actúa. La siguiente tabla desagrega esa cobertura por categoría.

Tabla 3.47. Cobertura de la cartera por categoría de LEED v5 O+M.

Categoría	Puntos sobre los que interviene la cartera	Puntos de la categoría	Cobertura
Energía y Atmósfera	32	34	94%
Transporte	1	8	13%
Calidad ambiental interior	0	26	0%
Agua	0	15	0%
Materiales y residuos	0	13	0%
Prioridades del proyecto	0	10	0%
Sitios sostenibles	0	2	0%
Proceso integrativo	0	2	0%
Total del sistema	33	110	30%

Fuente: elaboración propia sobre el sistema de calificación LEED v5 O+M (USGBC, 2025).

La lectura por categoría precisa el resultado. Dentro de la categoría de Energía y Atmósfera, que es el ámbito propio de las tecnologías evaluadas, la cartera interviene sobre 32 de 34 puntos, esto es, un

94%, y lo único que deja fuera son los dos puntos de refrigerantes. En transporte alcanza un punto de ocho, correspondiente a vehículos eléctricos, mientras que la electrificación de flota no incide sobre los créditos restantes de esa categoría, referidos a los desplazamientos de ocupantes y usuarios. Las seis categorías restantes, que reúnen 68 puntos, no guardan relación con las decisiones de inversión evaluadas.

La categoría Oro exige 60 puntos. Los 33 puntos sobre los que la cartera interviene equivalen a un 55% de ese umbral, de modo que, aun obteniéndolos en su totalidad, el recinto alcanzaría poco más de la mitad. El resultado admite por tanto dos lecturas complementarias: la cartera resuelve casi por completo el bloque energético de la certificación, y ese bloque, siendo el de mayor peso individual, representa menos de un tercio del sistema.

La conclusión es que la cartera resuelve el bloque energético de la certificación, que es el de mayor peso individual y el que la versión vigente privilegia, pero la categoría Oro requiere un programa que abarque agua, residuos, calidad ambiental interior y transporte. Ese programa corresponde a la gestión operacional del terminal y su definición es independiente de las decisiones de inversión aquí evaluadas.

Condiciones previas al registro

Dos definiciones deben resolverse antes de registrar el proyecto. La primera es el perímetro de certificación, dado que LEED certifica edificios y el recinto opera los terminales T1, T1A y T2 con una superficie construida del orden de 289.000 metros cuadrados. La elección entre certificar un terminal o el conjunto determina qué consumos se imputan al proyecto y no es equivalente para el resultado. La segunda es la disponibilidad de datos, ya que el sistema evalúa el desempeño medido durante doce meses continuos de operación. El sistema de gestión de la energía incluido en el paquete de eficiencia es el instrumento que produce esos datos, y su puesta en servicio en 2027 fija el primer período de evaluación posible.

Conclusiones

Este estudio evaluó la prefactibilidad técnica y económica de un conjunto de tecnologías de descarbonización para el Aeropuerto Arturo Merino Benítez, con el propósito de establecer si permiten avanzar desde el Nivel 3 del programa Airport Carbon Accreditation, alcanzado en diciembre de 2025, hacia el Nivel 4, y de identificar su aporte a la certificación LEED para Operación y Mantenimiento. Las conclusiones se ordenan siguiendo la secuencia del desarrollo: el punto de partida, los resultados por medida, el cierre de la brecha, el resultado económico, la hoja de ruta, la posición frente a ambos estándares y el cumplimiento de los objetivos planteados.

El punto de partida y el diagnóstico

El inventario de 2024 sitúa las emisiones gestionables del recinto en 14.712 tCO_2e, repartidas en 6.185 tCO_2e de Alcance 1 y 8.527 tCO_2e de Alcance 2. La matriz por fuente muestra una concentración clara. La combustión de gas licuado para climatización aporta 4.927 tCO_2e, esto es, cuatro quintos del Alcance 1 y un tercio del total, y es además la fuente que más crece por efecto de la habilitación de nuevas áreas climatizadas. El consumo eléctrico propio, de 42.193 MWh, representa el 58% del total y constituye el frente de mayor peso individual. Las fuentes móviles aportan poco más del 1%. Un término residual de hasta 1.072 tCO_2e, compuesto principalmente por fugas de refrigerantes, completa el Alcance 1 y constituye la única fuente relevante que el operador no cuantifica por separado.

El primer hallazgo del estudio surge de contrastar esa matriz con la serie reportada. Entre 2023 y 2024 las emisiones del recinto disminuyeron mientras su consumo eléctrico propio aumentaba un 7,2%. La reducción se explica por la caída del factor de emisión del sistema eléctrico nacional, de 0,2421 a 0,2021 tCO_2e/MWh, y no por la gestión energética del operador. Esa constatación define el problema que el estudio aborda: la trayectoria observada es prestada, depende de un parámetro exógeno y no de decisiones del recinto.

La proyección tendencial al año 2030 confirma el diagnóstico. Manteniendo las tasas de crecimiento de la demanda y la trayectoria proyectada del factor del sistema, las emisiones alcanzarían 14.191 tCO_2e frente a una meta comprometida de 9.406 tCO_2e, que corresponde al 40% de reducción respecto del año base 2022. La brecha de trabajo queda establecida en 4.785 tCO_2e anuales. Sin medidas, cumplir la meta exigiría que el factor del sistema descendiera hasta 0,055 tCO_2e/MWh, una caída de 73% respecto de 2024 que ningún instrumento de planificación proyecta.

Resultados por medida

Se dimensionaron cinco frentes tecnológicos, de los cuales cuatro resultaron viables. La Tabla 4.1 reúne su resultado técnico y económico.

Tabla 4.1. Resultados técnicos y económicos por medida. Los valores entre paréntesis son negativos.

Medida	Resultado técnico	Reducción [tCO_2e/año]	Inversión [USD]	VAN [USD]	TIR [%]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]
Eficiencia energética y gestión	Recomisionamiento, sistema de gestión y recambio LED. Reduce 3.840 MWh eléctricos y 2.390 MWh de gas licuado.	1.138	979.000	2.436.159	51,4	(316,5)
Electrificación de la demanda térmica	Cascada de bombas de calor de 5.258 kW en esquema bivalente, COP 3,25, cobertura de 80% de la energía térmica. Desplaza 17.208 MWh de gas licuado e incorpora 5.348 MWh eléctricos.	3.077	5.542.000	3.039.462	20,1	(168,8)
Ampliación fotovoltaica	4.000 kWp sobre cubiertas en autoconsumo. Genera 7.040 MWh al año.	1.091	4.694.000	(932.261)	5,5	146,0

Tabla 4.1. Resultados técnicos y económicos por medida (continuación). Los valores entre paréntesis son negativos.

Medida	Resultado técnico	Reducción [tCO_2e/año]	Inversión [USD]	VAN [USD]	TIR [%]	Costo de abatimiento [USD/tCO_2e]
Electrificación de flota e infraestructura de carga	Reemplazo de seis camionetas diésel y puntos de carga en plataforma.	63	370.000	(205.606)	(5,3)	482,5
Generación eólica	Descartada. Velocidad media de 3,0 m/s a 100 m, bajo el umbral de arranque de los aerogeneradores en las alturas admisibles.	—	—	—	—	—
Cartera	Cuatro medidas implementadas entre 2026 y 2028.	5.369	11.585.000	4.337.754	17,3	(133,4)

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.3 y 3.4.

La eficiencia energética es la medida de mejor desempeño en todos los criterios salvo el potencial de reducción. Con un 8% del capital de la cartera produce el 21% de la reducción, rinde una tasa interna de retorno de 51,4% y presenta un costo de abatimiento negativo, es decir, ahorra dinero al tiempo que reduce emisiones. Su ejecución es además condición técnica para las demás, dado que su sistema de gestión produce los datos de consumo por sistema con los que se verifica el desempeño del resto de la cartera.

La electrificación de la demanda térmica es la medida decisiva. Aporta 3.077 tCO_2e anuales, esto es, el 64% de la brecha, y lo hace con un valor actual neto positivo de 3.039.462 dólares. Su lógica es doble: desplaza la fuente dominante del Alcance 1 y sustituye un combustible caro por electricidad

utilizada con un coeficiente de desempeño de 3,25, de modo que cada unidad de calor entregada consume menos de un tercio de la energía final que consumía la caldera.

La ampliación fotovoltaica presenta el único resultado ambiguo. Aporta 1.091 tCO_2e anuales, pero su valor actual neto es negativo en 932.261 dólares bajo el perímetro privado y en 133.430 con precio social del carbono. El análisis de sensibilidad estableció que ese signo depende de un parámetro que no fue posible determinar: la tarifa de suministro efectiva del recinto. La medida se justifica socialmente si esa tarifa supera 110,7 dólares por MWh y privadamente si supera 137,3, frente a un valor adoptado de 106,3 que corresponde al precio medio de mercado y que subestima el costo real de la energía desplazada, al omitir los cargos de transmisión y distribución.

La electrificación de la flota propia produce el menor aporte, con 63 tCO_2e anuales, y el peor resultado económico, con un costo de abatimiento de 482,5 dólares por tonelada. Su justificación no está en la reducción directa, que es marginal, sino en el compromiso de renovación adquirido por el operador en 2024 y en la infraestructura de carga que habilita, la cual es condición física para la transición de los equipos de apoyo terrestre operados por terceros, pertenecientes al Alcance 3.

La generación eólica fue descartada sobre evidencia. La velocidad media del viento en las coordenadas del recinto es de 3,0 m/s a 100 metros de altura, por debajo del umbral de arranque de los aerogeneradores comerciales, y las restricciones de altura aplicables en el entorno aeroportuario impiden alcanzar cotas donde el recurso mejore. El descarte de esta tecnología es en sí mismo un resultado, dado que aparece de forma recurrente en la literatura de descarbonización aeroportuaria.

Cierre de la brecha al año 2030

La cartera reduce 5.369 tCO_2e anuales frente a una brecha de 4.785, de modo que sitúa las emisiones de 2030 en 8.822 tCO_2e, unas 584 por debajo de la meta comprometida. La holgura equivale a un 6,2% del presupuesto de emisiones y cumple la función de absorber la desviación de los parámetros proyectados.

El cumplimiento no elimina la dependencia del sistema eléctrico nacional, pero reduce su magnitud de manera sustantiva. Con la cartera implementada la meta se cumple mientras el factor del sistema no supere 0,167 tCO_2e/MWh, una caída de 17% respecto del valor de 2024, frente al 73% que se requeriría sin medidas. La condición de cumplimiento pasa así de una transformación que ningún instrumento proyecta a una trayectoria de descenso moderada, que es además la que sustenta todo el dimensionamiento.

Resultado económico

La cartera exige una inversión de 11.585.000 dólares, concentrada en 2026 y 2027. Evaluada como costo puro, sin acreditar beneficio alguno, representa un valor actual de costos de 10.405.555 dólares y un costo anual equivalente de 1.520.427 dólares sobre los doce períodos del horizonte.

Incorporando la energía desplazada, el resultado cambia de signo. La cartera presenta un valor actual neto de 4.337.754 dólares y una tasa interna de retorno de 17,3%, superior en más de siete puntos a la tasa de exigencia de 9,91% de la sociedad concesionaria. El flujo acumulado descontado se torna positivo durante 2034. El costo de abatimiento agregado es negativo, de 133,4 dólares por tonelada, lo que significa que la cartera reduce emisiones y al mismo tiempo genera valor. Este es, probablemente, el resultado más relevante del estudio: la descarbonización del recinto no requiere ser financiada como un costo ambiental, dado que se sostiene por su propio efecto sobre el gasto energético.

Con el precio social del carbono del Sistema Nacional de Inversiones, el valor actual neto asciende a 8.363.567 dólares. El carbono explica un 48% de ese valor, proporción relevante pero inferior a la que aportan los beneficios operacionales, de modo que la cartera no depende de la valorización del carbono para justificarse.

El resultado agregado, sin embargo, no se traslada de forma automática a cada medida. Dos de las cuatro presentan valor negativo, y ese hecho tiene una consecuencia práctica que el estudio cuantificó: la combinación de medidas que el concesionario aprobaría evaluando cada una por separado, esto es, la eficiencia energética y la electrificación térmica, deja las emisiones de 2030 unas 570 tCO_2e por sobre la meta. El cumplimiento exige incorporar la ampliación fotovoltaica pese a su valor negativo, lo que reduce el valor actual neto en 932.261 dólares. La cartera mínima de cumplimiento conserva no obstante un valor positivo de 4.543.360 dólares. La condición para que la meta se cumpla es en consecuencia de gobernanza: las medidas deben aprobarse como paquete, de modo que el valor que generan la eficiencia y la electrificación térmica financie el déficit de la medida que cierra la brecha.

Robustez de los resultados

El análisis de sensibilidad estableció que ninguna variación de 20% en los parámetros determinantes revierte el signo de la cartera. El precio del gas licuado es la variable de mayor incidencia, y la cartera deja de recuperar su capital solo con una caída de 36,6% en ese precio, construido a partir de la estructura tarifaria publicada por el suministrador. El coeficiente de desempeño de las bombas de calor admite un margen amplio, dado que la electrificación térmica conserva valor positivo mientras supere 1,44, menos de la mitad del valor adoptado. La tasa de descuento admite hasta 17,3%. Un año

de atraso en la entrada en operación de las dos medidas mayores reduce el valor actual neto en 16,6% sin alterar su signo.

La única conclusión supeditada a un dato no determinado es la de la ampliación fotovoltaica, cuya tarifa de referencia debe precisarse con la facturación eléctrica del recinto. El estudio acotó esa indeterminación mediante los valores de quiebre indicados.

Hoja de ruta

La secuencia de implementación se organiza en cuatro fases. Durante 2026 se ejecutan la eficiencia energética y la renovación de flota, junto con los estudios de factibilidad de las dos medidas mayores: temperatura de impulsión de las unidades de tratamiento de aire y capacidad eléctrica disponible para la electrificación térmica, y análisis de deslumbramiento, verificación estructural y superficie de cubierta para la ampliación fotovoltaica. Durante 2027 se ejecutan las obras. Entre 2028 y 2030 la cartera opera y se verifica su desempeño con los datos del sistema de gestión. Entre 2031 y 2038 opera hasta el término de la concesión.

La trayectoria resultante sitúa las emisiones bajo la meta desde 2028, dos años antes del ejercicio de verificación. La secuencia dispone además de un margen de calendario, dado que la meta se verifica sobre el inventario de 2030 y las dos medidas mayores podrían entrar en operación hasta dos ejercicios después de lo previsto sin comprometer el cumplimiento, a un costo de 16,6% del valor actual neto por cada año de atraso.

Después de 2030 la trayectoria cambia de naturaleza. Las emisiones con cartera descienden apenas un 10% entre 2030 y 2038, y ese descenso proviene por completo del factor del sistema eléctrico, mientras el Alcance 1 vuelve a crecer siguiendo la demanda. Una vez implementada la cartera, el recinto regresa a la condición diagnosticada al inicio: la reducción vuelve a depender de un parámetro exógeno. La cartera fue dimensionada para cerrar la brecha de 2030 y no contiene por sí sola una trayectoria hacia las cero emisiones netas.

Posición frente a los estándares

Tabla 4.2. Aporte de la cartera a los estándares evaluados.

Estándar	Qué resuelve la cartera	Qué queda pendiente
ACA Nivel 4	Aporta las iniciativas y la trayectoria del Plan de Gestión del Carbono y cumple el porcentaje de reducción que el programa asocia al año 2030.	Una meta de largo plazo situada al menos diez años después de la postulación, y una segunda etapa de medidas de entre 1.970 y 2.840 tCO_2e anuales según el año objetivo. La ampliación del inventario a todo el Alcance 3 y el Plan de Asociación con Partes Interesadas corresponden a la gestión del operador.
LEED v5 O+M	Actúa sobre 33 de los 110 puntos del sistema y sobre tres de los cuatro prerrequisitos de la categoría de energía, entre ellos la proyección de carbono, el monitoreo y el desempeño energético mínimo.	Los 2 puntos de refrigerantes y el prerrequisito de gestión fundamental de esa fuente. Los 60 puntos que exige la categoría Oro requieren además un programa sobre agua, residuos, calidad ambiental interior y transporte.

Fuente: elaboración propia sobre las secciones 3.5.3 y 3.5.4.

Respecto del Nivel 4 del programa ACA, el estudio determinó que los requisitos vigentes desde enero de 2026 exigen una meta absoluta sobre los Alcances 1 y 2, alineada con la trayectoria de 1,5 °C, situada al menos diez años después del año de postulación y no posterior a 2050. El compromiso de 40% al año 2030 del operador coincide exactamente con el porcentaje que el programa asocia a ese año, de modo que su magnitud está alineada. Su horizonte, en cambio, no lo está: una postulación entre 2026 y 2028 exige un año objetivo no anterior a 2036, y las fechas preferentes del programa sitúan la primera meta admisible en 2040, fuera del plazo de la concesión.

Contrastada con los porcentajes del programa, la trayectoria con cartera cumple el valor de 2030 y excede el máximo admisible desde 2035 en 1.313 tCO_2e. Ese resultado no impide la acreditación. El programa no exige que las medidas ya dimensionadas alcancen la meta, sino una meta válida y un plan cuya trayectoria conduzca a ella, y admite hasta 15% de desviación en los controles intermedios, que se realizan cada seis años. Bajo el supuesto de una postulación en 2027 con meta en 2040, el primer control de 2033 admitiría hasta 8.740 tCO_2e y la cartera por sí sola alcanza 8.595. La cartera constituye en consecuencia la primera etapa de la trayectoria, y la segunda etapa, de entre 1.970 y

2.840 tCO_2e anuales según el año objetivo, debe definirse durante la fase de verificación y no después de ella. Sus candidatos se desprenden del residuo ya cuantificado: el gas licuado que las calderas siguen quemando en el esquema bivalente, del orden de 1.000 tCO_2e, y las fugas de refrigerantes, con hasta 1.100 tCO_2e.

Respecto de LEED, el estudio determinó que el registro de proyectos nuevos bajo las versiones v4 y v4.1 cerró el 30 de junio de 2026, de modo que el recinto debe certificar bajo la versión v5. El cambio favorece al caso, dado que esa versión concentra cerca de la mitad de sus puntos en descarbonización. La cartera interviene sobre 33 de los 110 puntos del sistema, incluidos los dos créditos de mayor peso individual, referidos a reducción de emisiones y a optimización del desempeño energético, y sobre tres de los cuatro prerrequisitos de la categoría de energía. El efecto sobre el consumo es favorable pese a la electrificación: la energía que el recinto adquiere de terceros disminuye del orden de 25.100 MWh anuales, equivalentes a un 35% de la demanda proyectada para 2030. La categoría Oro, que exige 60 puntos, requiere además un programa operacional sobre agua, residuos, calidad ambiental interior y transporte, ajeno a las decisiones de inversión evaluadas.

Los dos estándares convergen en dos puntos. El primero es el sistema de gestión de la energía, que produce a la vez la evidencia del Plan de Gestión del Carbono del Nivel 4 y los datos de desempeño que LEED exige sobre doce meses de operación. El segundo son los refrigerantes, que constituyen el mayor frente de Alcance 1 no abordado por la cartera, un candidato de la segunda etapa del Nivel 4 y un prerrequisito con dos puntos asociados en LEED. Una misma intervención resuelve requisitos de ambos estándares.

Cumplimiento de los objetivos

El objetivo general se cumple. El estudio evaluó la prefactibilidad técnica y económica de un conjunto de tecnologías de descarbonización y estableció que permiten al recinto cerrar la brecha de 2030 y sostener una postulación al Nivel 4, con un resultado económico positivo desde la perspectiva del concesionario.

Respecto de los objetivos específicos, se levantó la línea base de emisiones a partir del inventario del operador y se construyó la matriz por fuente que el operador no publica; se proyectó el escenario tendencial y se determinó la brecha; se dimensionaron cinco frentes tecnológicos, cuatro de los cuales resultaron viables; se evaluaron económicamente mediante valor actual neto, tasa interna de retorno, período de recuperación y costo anual equivalente, en tres perímetros y con precio social del carbono; se determinaron los requisitos vigentes de ambos estándares y el grado de cumplimiento que las

tecnologías permiten alcanzar respecto de cada uno; y se propuso una hoja de ruta con secuencia, hitos de verificación y trayectoria anual hasta el término de la concesión.

Ventajas y desventajas de la metodología

La principal ventaja de la metodología es que dimensiona las tecnologías a partir de la brecha de 2030. Cada medida se ajustó al volumen de reducción que la meta exige, lo que evita sobredimensionar la inversión y permite comparar el aporte de cada frente sobre una misma base.

Una segunda ventaja es la evaluación económica en tres perímetros. La evaluación individual, la de cartera y la de cartera mínima de cumplimiento entregan conclusiones distintas, y su comparación permitió identificar que el conjunto de medidas que el concesionario aprobaría por separado no alcanza la meta. Una evaluación limitada a medidas aisladas habría omitido ese resultado. Por último, la metodología se apoya en información pública y en herramientas nacionales, como los exploradores de recurso solar y eólico y el factor de emisión del sistema eléctrico, y declara la dirección del sesgo de cada supuesto no determinado. Esto permite reproducir el cálculo y acotar su incertidumbre mediante valores de quiebre.

Las desventajas derivan del nivel de prefactibilidad. El balance energético se construyó con resolución anual y mensual, sin curva de carga horaria, por lo que el efecto de la cartera sobre la demanda de punta queda sin determinar. Los costos de inversión provienen de catálogos tecnológicos internacionales escalados por índices de precios, y pueden diferir de las cotizaciones locales. La matriz de emisiones por fuente se construyó a partir del inventario del operador, que no la publica desagregada, y el desglose del año base 2022 no estuvo disponible. Finalmente, la trayectoria posterior a 2030 depende de una proyección del factor del sistema eléctrico, variable que el concesionario no controla. Estas limitaciones corresponden al alcance propio de un estudio de prefactibilidad y coinciden con los antecedentes que se identifican para la etapa siguiente.

Replicabilidad de la metodología

La secuencia aplicada es transferible a otros aeropuertos que busquen avanzar en el programa ACA. Comprende el inventario por fuente, el escenario tendencial con factor de emisión proyectado, la brecha respecto de la meta, el dimensionamiento contra esa brecha, la evaluación en tres perímetros y el contraste con los requisitos de cada estándar. Ninguna de esas etapas depende de condiciones propias de AMB, y las herramientas de recurso empleadas cubren todo el territorio nacional, de modo que la metodología puede aplicarse a los demás aeropuertos de la red concesionada chilena.

Los resultados, en cambio, no son transferibles. La composición de la cartera responde a la estructura de consumo del recinto, donde la combustión de gas licuado para calefacción es la principal fuente

del Alcance 1. En aeropuertos con menor demanda térmica el peso de la electrificación térmica disminuye, y en emplazamientos con mayor radiación la generación fotovoltaica mejora su resultado económico. Del mismo modo, la tarifa eléctrica, el precio del combustible y el plazo remanente de cada concesión modifican la evaluación. Cada aplicación exige, por lo tanto, recalcular la brecha y reevaluar las medidas con los datos del recinto correspondiente.

Antecedentes que deben precisarse en la etapa siguiente

Un estudio de prefactibilidad acota decisiones de inversión y delimita lo que la ingeniería de detalle debe resolver. Seis antecedentes quedan identificados para esa etapa. La tarifa de suministro eléctrico efectiva del recinto define el signo de la ampliación fotovoltaica. La curva de carga horaria permite establecer el efecto neto de la cartera sobre la demanda de punta, sobre la que actúan en sentidos opuestos la generación fotovoltaica y las bombas de calor. La temperatura de impulsión admisible en las unidades de tratamiento de aire determina si la electrificación térmica exige el recambio de baterías. La capacidad de transformación disponible debe contrastarse con los 1,6 MW eléctricos que incorpora esa medida. El desglose de Alcances 1 y 2 del año base 2022 debe obtenerse del operador para que el año base quede verificado ante el programa. La cuantificación separada de las fugas de refrigerantes, hoy absorbidas en un término residual, es condición tanto de la segunda etapa de medidas como de los créditos correspondientes en LEED.

Aprendizaje logrado

El desarrollo de la memoria permitió integrar la formación en gestión aeroportuaria con herramientas de ingeniería energética y de evaluación de proyectos, en un problema que ninguna de ellas resuelve por separado.

El primer aprendizaje es que un indicador de emisiones puede mejorar sin que cambie la gestión del recinto. Separar el efecto del sistema eléctrico del efecto de las medidas propias es condición para diagnosticar correctamente. El segundo es que el orden de cálculo condiciona el resultado, como ocurrió en la electrificación térmica, donde la carga de diseño debe establecerse antes de derivar la potencia instalada. El tercero es que la rentabilidad de un conjunto de medidas no asegura su aprobación si la decisión se toma medida a medida. Por último, el trabajo mostró el valor de declarar cada supuesto con su fuente o con la dirección de su sesgo, práctica que permitió sostener conclusiones en un nivel de estudio donde varios parámetros aún no pueden determinarse con precisión.

Consideración final

El resultado central de este estudio admite una formulación breve. AMB puede cumplir su meta de 2030 con tecnologías disponibles, con una inversión de 11,6 millones de dólares que se recupera dentro del plazo de la concesión y con un valor actual neto positivo de 4,3 millones. Las dificultades se sitúan en el tiempo disponible, en el desembolso inicial y en las condiciones de decisión.

La primera dificultad es el tiempo. Con la trayectoria actual el recinto no cumple su objetivo: sin medidas adicionales, las emisiones de 2030 superan la meta en 4.785 tCO_2e, y la reducción observada hasta ahora proviene del sistema eléctrico. La hoja de ruta sitúa los estudios de factibilidad en 2026 y las obras en 2027, y admite a lo sumo dos ejercicios de atraso en la entrada en operación de las medidas mayores, cada uno con un costo de 16,6% del valor actual neto. Superado ese margen, la cartera evaluada ya no cierra la brecha en el ejercicio de verificación, por lo que la decisión de inversión debe adoptarse en el corto plazo.

La segunda es la inversión. Aunque la cartera genera ahorros que superan su costo, exige un desembolso de 11,6 millones de dólares concentrado en 2026 y 2027, y el flujo acumulado descontado solo se torna positivo durante 2034. El concesionario debe sostener ese capital durante cerca de siete años antes de recuperarlo, a cuatro años del término de la concesión. La rentabilidad del conjunto no elimina, en consecuencia, la necesidad de una decisión explícita de asignación de capital por parte de la sociedad concesionaria.

A estas dos se suman las condiciones de decisión ya identificadas. Las medidas deben aprobarse como paquete, dado que la que cierra la brecha no se sostiene por sí sola. Además, el horizonte de la concesión, que termina en 2038, es más corto que el de los compromisos que el recinto debe asumir para acreditar el Nivel 4, cuyo cumplimiento se verifica en fechas que el contrato vigente no alcanza. La viabilidad técnica y económica de la cartera queda establecida; su cumplimiento depende de que el concesionario adopte esas decisiones a tiempo.

Bibliografía.

ACI. (2024). *Airport Carbon Accreditation – ACI-LAC*.

ACI. (2025). *Global Airport Passenger Traffic Reaches Record 9.8 Billion in 2025, Airports Council International World reports*.

ACI World. (2021). *Sustainability Strategy for Airports Worldwide*. www.aci.aero/publications

AECOM. (2026). *Inside Melbourne Airport's net-zero carbon transformation*.

Aeropuerto de Santiago. (2025). *Reporte de Sostenibilidad 2024 Aeropuerto de Santiago*.

Airport Carbon Accreditation. (2023). *Airport-Carbon-Accreditation-Verifier-Manual-Issue-14-FINAL-EM*.

Airport Carbon Accreditation. (2024). *2 0 2 3-2 0 2 4 ANNUAL R E P O R T*.

Airport Carbon Accreditation. (2025a). *2 0 2 4-2 0 2 5 ANNUAL R E P O R T*.

Airport Carbon Accreditation. (2025b). *Airport-Carbon-Accreditation-Guidance-on-Reducing-Emissions-Before-Offsetting-Issue-1-FINAL-EM*.

Airport Carbon Accreditation. (2026). *Airport Carbon Accreditation Levels 4 & 4+ Requirements*.

Airports Council International. (2021). *Long-Term Carbon Goal Study for Airports*. www.aci.aero/publications

ALAhmad, A. K., Verayiah, R., Ba-swaimi, S., Shareef, H., & Ramasam, A. (2025). Enhancing green energy integration through strategic planning of renewable generators, EV parking lots, and stationary battery storage systems. *Journal of Energy Storage*, *113*. https://doi.org/10.1016/j.est.2025.115639

Auckland Airport. (2026). *Heat pumps take off: One of New Zealand's largest air-con systems goes electric*.

Avinor Oslo Airport. (2017). *Environmental report 2017 Oslo Airport*.

Banco Central de Chile. (2026, August 21). *Dolar observado por día*.

Bristol Aiport. (2026). *Bristol Airport begins major terminal decarbonisation work as part of plans to be net zero by 2030*.

BSI. (2024). *BSI Standards Publication Environmental management systems-Requirements with guidance for use*.

BuildingSMART. (2018). *Oslo Airport Expands its Terminal with openBIM® and Environmentally Sustainable Design*. www.buildingSMART.org

Changi Airport. (2025). *Singapore's Largest Single-Site Rooftop Solar Project*.

CIBSE. (2023). The balance of power: the bivalent approach to heat pumps. *CIBSE Journal*.

CMF. (2025). *EE.FF Sociedad Concesionaria Nuevo Pudahuel S.A.*

CNE. (2026). *Tarificación eléctrica CNE*.

Comisión Europea. (2013). *Reglamento (UE) N° 813/2013 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE respecto de los requisitos de diseño ecológico aplicables a los aparatos de calefacción y a los calefactores combinados. Diario Oficial de la Unión Europea.* (Vol. 6, Number 3).

Crowe, E., Mills, E., Poeling, T., Curtin, C., Bjørnskov, D., Fischer, L., & Granderson, J. (2020). Building commissioning costs and savings across three decades and 1500 North American buildings. *Energy and Buildings*, *227*. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110408

Danish Energy Agency. (2025). *Technology Data for Individual Heating Installations. Danish Energy Agency y Energinet.*

Dodd, Nicholas., Espinosa, Nieves., Van Tichelen, Paul., Peeters, Karolien., & Soares, Ana. (2020). *Preparatory study for solar photovoltaic modules, inverters and systems : final report*. Publications Office of the European Union.

EASA. (2024). *Net Zero CO2 Emissions*.

FAA Airport Planning. (2018). *FAA Technical Guidance for Evaluating Selected Solar Technologies on Airports, November 2010 (updated April 2018)*.

Frischknecht, R., Raugei, M., Sinha, P., de Wild-Scholten, M., Fthenakis, V., Chul Kim, H., Alsema, E., Held, M., Anctil, A., Beloin-Saint-Pierre, D., Flury, K., Fraile, D., Ito, M., Pölz, W., & Vanbuggenhout, P. (2016). *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity 3 rd Edition IEA PVPS Task 12, Subtask 2.0, LCA*.

Future Travel Experience. (2024). *Changi Airport enhancing sustainability with rooftop solar panel system-"a significant step forward in decarbonisation journey"*. https://www.futuretravelexperience.com/2024/02/changi

Grosche, P., Schillaci, G., Middel, T., & Sachdeva, N. (2023). Accelerating airport decarbonization. *Roland Berger*.

Hemmings, P., Mulheron, M., Murphy, R. J., & Prescott, M. (2023). Investigating the robustness of UK airport net zero plans. *Journal of Air Transport Management*, *113*. https://doi.org/10.1016/j.jairtraman.2023.102468

Jiang, C., & Liu, Y. (2025). The role of sustainable aviation fuel in CORSIA: An economic analysis. *Energy Economics*, *143*. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2025.108238

Junta de Aeronáutica Civil. (2025). *Informe Tráfico Aéreo 2025*.

Kramer, H., Lin, G., Curtin, C., Crowe, E., & Granderson, J. (2020). Building analytics and monitoring-based commissioning: industry practice, costs, and savings. *Energy Efficiency*, *13*(3), 537–549. https://doi.org/10.1007/s12053-019-09790-2

Lau, C. R. ., Stromgren, J. Thomas., & Green, D. J. . (2010). *Airport energy efficiency and cost reduction*. Transportation Research Board.

Lipigas. (2026). *LISTADO DE TARIFAS DE GAS GLP y GN LIPIGAS Contenido*.

Liu, X., Li, M., Liu, X., Zhang, T., Fu, Z., Su, Z., & Tu, R. (2024). Quantifying energy flexibility potential of ground electric vehicles in an airport with real behavior data. *Sustainable Cities and Society*, *105*. https://doi.org/10.1016/j.scs.2024.105331

Mahesh, S., & Calvert, S. C. (2025). Decarbonizing airport access: A review of landside transport sustainability. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, *140*. https://doi.org/10.1016/j.trd.2025.104625

MDSF. (2026). *Estimación del Precio Social del CO2*. http://sni.ministeriodesarrollosocial.gob.cl/evaluacion-iniciativas-de-inversion/evaluacion-ex-ante/metodologias-

Ministerio de Energía. (2022). Plan nacional de eficiencia energética. In *Decreto* (Vol. 4).

Ministerio de Energía. (2026a). *Energía abierta*. Https://Energiaabierta.Cl/.

Ministerio de Energía. (2026b). *Explorador Eólico Ministerio de Energía*.

Ministerio de Energía. (2026c). *Explorador Solar Ministerio de Energía*.

Ministerio de Energía. (2026d). *Informe de consumo vehicular* .

Ministerio de Obras Públicas. (2015). *Acta Adjudicación Aeropuerto AMB*.

Mizrak, F., Mizrak, K. C., & Sahin, D. R. (2025). Advancing sustainable aviation by integrating renewable solar energy into unconventional airport spaces using a spherical fuzzy CRITIC–RATGOS approach. *Scientific Reports*, *15*(1). https://doi.org/10.1038/s41598-025-22977-1

Mohd Hasan Wong, F. W., Al Kez, D., Del Rio, D. F., Foley, A., Rooney, D., & Abai, M. (2024). Decarbonizing and offsetting emissions in the airline industry: Current perspectives and strategies. In *Energy* (Vol. 313). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133809

Molina, A., Falvey, M., & Rondanelli, R. (2017). A solar radiation database for Chile. *Scientific Reports*, *7*(1). https://doi.org/10.1038/s41598-017-13761-x

Nicholas, M. (2019). *Estimating electric vehicle charging infrastructure costs across major U.S. metropolitan areas*.

Nuevo Pudahuel. (2021). *Objetivos Sustentabilidad Aeropuerto Arturo Merino Benítez*.

Nuevo Pudahuel. (2023). *Memoria Anual Nuevo Pudahuel 2023*.

Nuevo Pudahuel. (2025). *AEROPUERTO SANTIAGO DE CHILE OBTIENE NIVEL 3 EN EL PROGRAMA INTERNACIONAL DE ACREDITACIÓN DE CARBONO EN AEROPUERTOS*.

OACI. (2022). *GHG Management and Mitigation at Airports*.

OACI. (2025). *ICAO Environmental Report*.

Parhamfar, M. (2024). Towards green airports: Factors influencing greenhouse gas emissions and sustainability through renewable energy. *Next Research*, *1*(2), 100060. https://doi.org/10.1016/j.nexres.2024.100060

Pica, A., Cid, F., Ferrer, J., Valdés, O., Peralta, C., Contreras, R., & Henríquez, R. (2024). *Estimación del precio social del carbono para la evaluación de la inversión pública en Chile*. www.issuu.com/publicacionescepal/stacks

Ramasamy, V., Zuboy, J., Feldman, D., Narayanaswami, M., Woodhouse, M., & Margolis, R. (2010). *Documenting 15 Years of Reductions in U.S. Solar Photovoltaic System Costs*. www.nrel.gov/publications.

Schlenker, W., Walker, W. R., Bento, A., Currie, J., Kellogg, R., Mobarak, M., Neidell, M., Rehavi, M., Shimshack, J., & Timmins, C. (2011). *Airports, Air Pollution, and Contemporaneous Health*. http://www.nber.org/papers/w17684

Singer, M., Johnson, C., Rose, E., Nobler, E., & Hoopes, L. (2023). *Electric Vehicle Efficiency Ratios for Light-Duty Vehicles Registered in the United States*. www.nrel.gov/publications.

Sleiman, S., & Ouf, M. (2025). A review on energy practices and indoor environmental quality (IEQ) of airports. In *Building and Environment* (Vol. 278). Elsevier Ltd. https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2025.112965

Sreenath, S., Sudhakar, K., & Yusop, A. F. (2024). Greening airports: A methodological framework for site assessment and assessing solar PV potential. *Results in Engineering*, *22*, 102256. https://doi.org/10.1016/J.RINENG.2024.102256

SUN Friedman Memorial Airport. (2022). *Friedman Memorial Airport GHG Emissions Inventory*. www.meadhunt.com

U.S. Bureau of Labor Statistics. (2026). *Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U): U.S. city average, all items*. Https://Www.Bls.Gov/Cpi/.

U.S. Department of Energy. (n.d.). *Diesel Engine Vehicles. Energy Saver*.

U.S. Department of Energy. (2021). *Battery-Electric Vehicles Have Lower Scheduled Maintenance Costs than Other Light-Duty Vehicles*.

USGBC. (2025). *LEED certification deadlines*.

USGBC. (2026). *LEED v5 O+M Rating System*.

Walker, A., Ardani, K., Lockhart, E., Lavrova, O., Deot, J., Fox, B., Pochiraju, A., Tansy, T., & Desai, J. (2020). *Model of Operation-and-Maintenance Costs for Photovoltaic Systems.*

Wang, L., Ismail, M., & Basher, H. S. (2025). Energy Efficiency and Comfort Performance of Airport Terminal Buildings: A Systematic Review. In *Pertanika Journal of Science and Technology* (Vol. 33, Number 5, pp. 2357–2394). Universiti Putra Malaysia Press. https://doi.org/10.47836/pjst.33.5.15