



**PROPUESTA DE ÍNDICE DE PRECIOS PARA SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN, INSTALADOS EN CHILE**

ID 584105-41-LE24

Ministerio de Energía

Subsecretaría de Energía

Informe final

Versión	Fecha
1	09/03/2026
2	02/04/2026
3	23/04/2026

Índice general

1	Resumen.....	4
2	Introducción	6
3	Objetivos	7
4	Metodología	8
5	Encuesta	13
5.1	Actividad 1.1: Elaboración del listado de instaladores de sistemas fotovoltaicos.....	13
5.2	Actividad 1.2: Apertura de información de contacto del listado de instaladores	14
5.3	Actividad 1.3: Definición de la muestra representativa de proveedores a encuestar.....	17
5.4	Actividad 2.1: Definición y ajuste metodológico de contacto con proveedores	18
5.5	Actividad 2.2: Diseño de invitación a participar de la encuesta a instaladores.....	20
5.6	Actividad 2.3: Aplicación de encuesta y seguimiento del nivel de respuesta.....	21
5.7	Actividad 2.4: Obtener logo de empresa en alta resolución y autorización para el uso ..	22
5.8	Actividad 2.5: Envío de carta de agradecimiento y convocatoria a presentación del informe final.....	23
5.9	Actividad 3.1: Recoger información desglosada por componente	23
6	Resultados y análisis.....	26
6.1	Actividad 3.2: Levantar información del impacto que tuvo la pandemia en el mercado .	26
6.2	Actividad 3.3: Determinar si la información recopilada es técnicamente válida.....	27
6.3	Actividad 3.4: Análisis de datos.....	28
6.3.1	Sección I: Datos generales del proveedor.....	30
6.3.2	Sección II: Experiencia y alcance	31
6.3.3	Sección III: Precios por rango de potencia (llave en mano)	32
6.3.4	Sección IV: Mantenimiento	45
6.3.5	Sección V: Baterías	49
6.3.6	Sección VI: Problemáticas de conexión y tramitación	51
6.3.7	Sección VII: Pandemia	51
6.4	Actividad 4.1: Comparación entre los distintos rangos de potencia	54
6.5	Actividad 4.2: Recomendaciones y lineamientos.....	61
7	Conclusión	63
8	Anexos	66

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Distribución de instaladores por región.....	15
Ilustración 2: Distribución de instaladores que han presentado TE-4.....	16
Ilustración 3: Estrategia para propuesta metodológica de la encuesta.....	19
Ilustración 4: Desglose de componentes.	24
Ilustración 5: Gráfico de distribución de costos de proyectos FV por rangos de potencia.	25
Ilustración 6: Impactos de pandemia.....	26
Ilustración 7: Gráfico de torta que muestra el porcentaje de empresas que operan bajo modelo ESCO.	31
Ilustración 8: Gráfico torta que muestra la distribución de tamaño de las empresas participantes.	32
Ilustración 9: Gráfico de costos de módulos fotovoltaicos en techo por rango de potencia.	33
Ilustración 10: Gráfico de costos de módulos fotovoltaicos en suelo por rango de potencia.....	34
Ilustración 11: Gráfico de costos de inversores en techo por rango de potencia.	35
Ilustración 12: Gráfico de costos de inversores en suelo por rango de potencia.....	36
Ilustración 13: Gráfico de costos de materiales eléctricos y de montaje en techo por rango de potencia.....	37
Ilustración 14: Gráfico de costos de materiales eléctricos y de montaje en suelo por rango de potencia.....	38
Ilustración 15: Gráfico de costos de baterías en techo por rango de potencia.	39
Ilustración 16: Gráfico de costos de baterías en suelo por rango de potencia.....	40
Ilustración 17: Gráfico de costos de instalación en techo por rango de potencia.....	41
Ilustración 18: Gráfico de costos de instalación en suelo por rango de potencia.	42
Ilustración 19: Gráfico de instalación de sistemas fotovoltaicos en regiones por rango de potencia.	43
Ilustración 20: Gráfico de costo de transporte asociado a instalación en regiones para todas las potencias.	44
Ilustración 21: Gráfico de cantidad de proyectos en los últimos 12 meses por rango de potencia.	45
Ilustración 22: Gráfico global de costo de mano de obra por reemplazo (suma de inversores, módulos, baterías, tableros y componentes, conductor y cañería).	46
Ilustración 23: Gráfico con costos de mantención mayor en techo y suelo.	47
Ilustración 24: Gráfico con costos de mantención menor en techo y suelo.....	48
Ilustración 25: Gráfico que muestra la diferencia en USD entre un proyecto con baterías y uno sin según la autonomía habitual.....	49

Ilustración 26: Gráfico que muestra el costo del subsistema de baterías según su autonomía habitual.	50
Ilustración 27: Impacto de la pandemia en los precios de los materiales.	52
Ilustración 28: Impacto de la pandemia en los retrasos logísticos.	53
Ilustración 29: Impacto de la pandemia en el nivel de afectación al negocio.	53
Ilustración 30: Desafíos para las empresas producto de la pandemia.	54
Ilustración 31: Distribución de costos para distintos rangos de potencia de proyectos en suelo.	55
Ilustración 32: Distribución de costos para distintos rangos de potencia de proyectos en techo. ..	56
Ilustración 33: Costo para distintos rangos de potencia de proyectos en suelo.	57
Ilustración 34: Costo para distintos rangos de potencia de proyectos en techo.	57
Ilustración 35: Comparación del índice de precios promedio de los últimos años (promedio de sistemas de techo y suelo).	59

Índice de tablas

Tabla 1: Cantidad de encuestas necesarias según margen de error aceptable.	18
Tabla 2: Cantidad de respuestas válidas por rango de potencia.	28
Tabla 3: Parámetros estadísticos de los componentes de reemplazo desglosados para todos los rangos de potencia.	47
Tabla 4: Costo de proyectos llave en mano por rango de potencia 2025 en USD, sin IVA.	58
Tabla 5: Variación del índice de precios entre 2020 y 2025 (USD sin IVA/kW).	60

1 Resumen

El presente estudio tuvo como propósito desarrollar una propuesta de Índice de Precios para Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red (on-grid) instalados en Chile, en el marco del proyecto de la Subsecretaría de Energía. Para ello, se diseñó e implementó una metodología orientada a levantar información técnica y económica directamente desde proveedores e instaladores activos en el mercado nacional.

La primera etapa del estudio consistió en identificar los instaladores de sistemas fotovoltaicos con experiencia en diseño, instalación y equipamiento con potencias que van desde 1 kW a 1.500 kW, agrupados en 7 rangos, según normativas de los pliegos RIC/RPTD y el régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD), con la finalidad de construir un indicador de precios a través de las competencias de los instaladores.

La segunda etapa consistió en plantear una estrategia metodológica que permitió recopilar, analizar y validar información relevante del mercado. Para ello, a partir de un universo previamente identificado de 388 empresas instaladoras del sector, se aplicó una encuesta estructurada que permitió recopilar antecedentes sobre costos de sistemas fotovoltaicos en siete rangos de potencia, características técnicas de los proyectos, condiciones de instalación y factores que influyen en su desarrollo. Como resultado del proceso de levantamiento, se obtuvo respuesta de un total de 44 empresas instaladoras. Considerando como unidad principal de análisis a las empresas instaladoras participantes, el levantamiento alcanzó un nivel de confianza de 90% y un error máximo de estimación de 11,7%, manteniendo consistencia metodológica con el estudio desarrollado el año 2020. El análisis incluye el desglose por componentes, el impacto de la crisis sanitaria en el mercado de pequeña y mediana escala en Chile, y la verificación técnica de la información recopilada, asegurando su coherencia con las especificaciones establecidas.

A partir de este análisis fue posible desarrollar la tercera etapa del estudio y construir un índice de precios representativo del mercado nacional de sistemas fotovoltaicos, permitiendo reflejar de manera agregada el comportamiento de los costos según rango de potencia. Este índice constituye una herramienta que contribuye a mejorar la transparencia del sector, facilitar la toma de decisiones y disponer de una referencia objetiva sobre los costos de implementación de sistemas fotovoltaicos en Chile. La comparación del índice de precios entre el último estudio del año 2020 y el presente de 2025 muestra una reducción significativa del costo específico en la mayoría de los rangos de potencia, con descensos especialmente pronunciados en los segmentos 5–10 kW, 10–30 kW, 30–100 kW y 100–300 kW, donde las disminuciones superan el 50% e incluso el 85% en algunos casos. Esta tendencia refleja la fuerte baja en los costos del mercado fotovoltaico durante el período, impulsada por la caída del precio de los módulos y mejoras en eficiencia e instalación.

En síntesis, el estudio no solo permitió levantar y validar información técnica y económica del mercado, sino también consolidar una metodología replicable para la actualización periódica del

índice, fortaleciendo el seguimiento del desarrollo del sector fotovoltaico a nivel nacional.

2 Introducción

En la última década, Chile ha consolidado un proceso acelerado de transición energética, impulsado por la masiva incorporación de la tecnología solar fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este crecimiento ha transformado la estructura de generación del país y ha posicionado a la energía solar como uno de los pilares de la matriz renovable. Según cifras oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional, la capacidad instalada fotovoltaica alcanzó 11.634 MW a fines de 2025, representando el 31,2% de las fuentes de generación del sistema eléctrico entre Arica y Magallanes. Datos complementarios de la Comisión Nacional de Energía indican que la tecnología solar contribuye de manera significativa al conjunto de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), las cuales superan el 50% de la capacidad total instalada del país.

Este crecimiento no solo refleja la disponibilidad de un recurso solar excepcional, especialmente en regiones como Antofagasta y Atacama, sino también el dinamismo del mercado nacional, que ha visto un aumento sostenido de empresas instaladoras, proyectos en construcción y nuevas soluciones distribuidas. La expansión ha sido acompañada de importantes inversiones: solo entre 2024 y 2025 se sumaron 2.959 MW adicionales de capacidad fotovoltaica, evidenciando una mayor penetración del sector residencial, comercial e industrial.

Pese a este notable avance, el mercado fotovoltaico nacional presenta una alta heterogeneidad en términos de costos, características técnicas de los proyectos y condiciones de instalación. Esta diversidad dificulta la comparación objetiva entre sistemas y la disponibilidad de referencias consistentes sobre precios. En este contexto, surge la necesidad de desarrollar un Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos que permita sistematizar información confiable, transparente y comparable, contribuyendo a mejorar la toma de decisiones, orientar políticas públicas y fortalecer la competitividad del sector.

El presente informe se enmarca en este propósito y expone el proceso metodológico diseñado para levantar información técnica y económica directamente desde proveedores e instaladores activos en el país. A partir de este levantamiento, se construye un índice representativo del mercado nacional, permitiendo caracterizar el comportamiento de los costos según rangos de potencia y establecer una base replicable para su futura actualización.

3 Objetivos

El objetivo general del estudio es elaborar una propuesta de índice de precios de sistemas fotovoltaicos actualmente comercializados e instalados en Chile, considerando el costo de proyectos llave en mano (que incluyen diseño, equipamiento e instalación). Para ello, se aplicarán encuestas a proveedores con experiencia en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, correspondientes al régimen de la Ley de Generación Distribuida, y desde 300 kW hasta 1,5 MW, correspondientes a proyectos acogidos al régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), los cuales se rigen por los pliegos técnicos del RIC y del RPTD.

El análisis abarcará siete rangos de potencia y desglosará los precios por componente (paneles, inversores, materiales eléctricos y de montaje, baterías e instalación). Estos precios se compararán con los del Programa Techos Solares Públicos 2018 (PTSP), el Programa Casa Solar, el Índice de Precios de Sistemas Fovoltaicos publicado el año 2020 y con los precios del mercado nacional.

Los objetivos específicos de la primera y segunda etapa son:

- Objetivo específico 1: Identificar a proveedores del mercado de Sistemas Fovoltaicos (FV) que cuenten con experiencia en su instalación y se encuentren conectados a la red de distribución.
- Objetivo específico 2: Elaborar la programación adecuada para la aplicación de una encuesta a los proveedores de sistemas fotovoltaicos seleccionados para levantar la información necesaria para la construcción del índice.
- Objetivo específico 3: Analizar y comparar los datos recopilados de las encuestas e identificar aspectos técnicos de los sistemas fotovoltaicos para siete rangos de proyectos.
- Objetivo específico 4: Generar una propuesta de índice de precios para sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución, instalados en Chile.

4 Metodología

La metodología que se utilizó en el proyecto se estableció con el fin de cumplir con los objetivos específicos. Se realizaron las siguientes actividades:

- **Actividad 1.1:** Elaboración del listado de instaladores de sistemas fotovoltaicos

Se recopiló información desde fuentes oficiales y complementarias, como lo son: La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)¹, proveedores FV del programa Techos Solares Públicos, la base de datos de proveedores FV elaborada en la versión 2020 del Índice de Precios de Sistemas FV instalados, proveedores que han sido parte del programa Casa Solar y de la Agencia de Sostenibilidad Energética (AgenciaSE). Este levantamiento permitió identificar a instaladores con experiencia en sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red de distribución instalados en Chile.

- **Actividad 1.2:** Apertura de información de contacto del listado de instaladores

Con los antecedentes recopilados, se construyó una base de datos consolidada que incluye información de contacto, la clase del instalador, sitio web del proveedor en caso de que aplique y contacto directo dentro de la empresa si aplicara.

- **Actividad 1.3:** Definición de muestra representativa de instaladores a encuestar

A partir de la base de datos elaborada, se utilizó la fórmula de Cochran corregida para determinar el número mínimo de proveedores que deben participar en el estudio, en base al porcentaje de confianza y un margen de error aceptable.

- **Actividad 2.1:** Definición y ajuste metodológico de contacto con instaladores

Se diseñó la estrategia de aplicación de la encuesta online mediante la plataforma **Google Forms**, considerando el formato, el canal, los plazos y la técnica de recopilación de información. También se fijaron plazos para ejecutar seguimiento a los instaladores que no respondieron en el tiempo indicado, así como también, cartas de invitación, recordatorio y agradecimiento, las cuales contienen las características del proceso, los beneficios y los resultados esperados del estudio.

- **Actividad 2.2:** Diseño de invitación a participar de la encuesta a instaladores

Para llevar a cabo esta actividad, se elaboró una carta de invitación formal dirigida a los instaladores previamente identificados. El contenido de dicha invitación fue cuidadosamente redactado utilizando un lenguaje claro, formal y motivador, con el objetivo de resaltar la

¹ Se deja enlace directo a la base de datos utilizada de la SEC: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2023/03/Instaladores-enero-2023-SEC-1.xlsx>

relevancia de su participación en el proceso de recopilación de información para la elaboración del índice de precios.

El diseño de la invitación consideró un proceso iterativo de revisión entre el equipo ejecutor y la contraparte técnica de la Subsecretaría de Energía, asegurando coherencia con las directrices comunicacionales institucionales. Una vez validada, la invitación fue remitida por correo electrónico a los contactos registrados en la base de datos, incluyendo además el enlace al formulario de la encuesta.

- **Actividad 2.3:** Diseño, aplicación y seguimiento de la encuesta

La encuesta fue implementada a través de la plataforma digital Google Forms, lo que facilitó el seguimiento en tiempo real del nivel de participación. Esta encuesta consta de diversos tipos de preguntas, como las de respuesta corta, párrafo, varias opciones y casillas. Así como también, se encuentra dividida en secciones según la temática de las preguntas, el rango de potencia que maneja cada instalador y si ofrecen soluciones con almacenamiento (baterías).

Para fomentar una tasa de respuesta representativa, se desarrolló una estrategia de seguimiento estructurada, basada en hitos clave. Entre ellos, se organizó una jornada virtual motivacional con el propósito de reforzar la relevancia del estudio y el rol de los instaladores en el proceso. Posteriormente, se envió un primer recordatorio por correo electrónico y en caso de no obtener los resultados esperados, se programó un segundo recordatorio, también vía correo electrónico. Finalmente, se realizaron llamadas telefónicas dirigidas específicamente a los instaladores que aún no hubieran respondido, con el fin de resolver dudas y estimular su participación.

De forma paralela a estos hitos, se mantuvo un registro continuo del avance en las respuestas recibidas.

- **Actividad 2.4:** Obtener logos y autorizaciones de empresas participantes

Se dio la opción a los participantes de la encuesta de enviar su logotipo en alta resolución y a confirmar su autorización expresa por escrito para el uso de este en la publicación oficial del índice de precios desarrollado. En la carta de invitación y en el recordatorio de la encuesta se incluyó un correo electrónico para que las empresas puedan enviar su logo y la autorización.

- **Actividad 2.5:** Envío de carta de agradecimiento y convocatoria a presentación del informe final

La ejecución de esta actividad consideró un proceso estructurado de comunicación postratamiento de datos, orientado a reconocer la participación de los instaladores y proveedores que respondieron la encuesta, y fortalecer su vinculación con las fases finales del estudio. Se contemplaron las siguientes etapas:

- i) Consolidación de la base de participantes: se generó un listado final con todas las empresas que contestaron la encuesta, verificando que la información de contacto (correo electrónico, razón social y nombre del representante) estuviese actualizada. Este registro se compara con el registro maestro utilizado para asegurar integridad y consistencia.
- ii) Elaboración de la carta de agradecimiento: se diseñó una carta formal de agradecimiento dirigida a las empresas participantes. Esta carta fue revisada en conjunto con la contraparte técnica de la Subsecretaría de Energía y comunica que el participante será contactado para el envío del documento resumen del índice, incluyendo además un enlace para acceder a la presentación de resultados.
- iii) Envío del correo electrónico masivo: se envió el correo a todas las empresas participantes, utilizando copia oculta para resguardar la privacidad.

- **Actividad 3.1:** Recoger información desglosada por componente

Para llevar a cabo esta actividad, se recogió información desglosada por componente en 7 rangos de potencia. La información por componente en cuestión incluyó paneles fotovoltaicos, inversores, estructuras de montaje, materiales eléctricos y sistemas de almacenamiento, además de los costos de instalación y puesta en marcha. Se ajustó la encuesta a las especificaciones técnicas mínimas definidas en el Programa Techos Solares Públicos (PTSP), tales como la certificación SEC, garantías mínimas y clasificación TIER-1 ² de las empresas proveedoras.

Posteriormente, la información fue clasificada por rangos de potencia y región de ejecución de proyectos, considerando diferencias de costos logísticos y de transporte según localización.

- **Actividad 3.2:** Levantar información del impacto de la pandemia en el mercado fotovoltaico

La metodología empleada en esta actividad combinó el análisis de fuentes secundarias con la recopilación de datos primarios mediante la encuesta. Para medir el impacto que tuvo la crisis sanitaria, se comparó la base de datos de proveedores utilizada en el estudio del año 2020 con el nuevo universo levantado en este estudio (2025), identificando las empresas que se mantienen activas, las que han cesado sus operaciones y las que han cambiado de rubro. Así mismo, se han incorporado en la encuesta preguntas específicas sobre el impacto de la pandemia para poder analizar los resultados mediante estadísticas descriptivas, complementadas con observaciones cualitativas obtenidas de los comentarios abiertos del formulario. Este análisis permitió dimensionar el grado de resiliencia del sector y los principales factores que influyeron en sus funciones diarias durante la pandemia.

² TIER 1 indica fabricantes con alta solvencia financiera y bancabilidad, habiendo suministrado paneles a múltiples proyectos financiados por bancos en los últimos dos años. No mide calidad técnica directa, sino estabilidad financiera para respaldar garantías a largo plazo.

El proceso se estructuró en tres etapas:

- i) Revisión bibliográfica y documental, orientada a identificar las principales afectaciones económicas, logísticas y operativas que la pandemia generó en el sector fotovoltaico.
- ii) Diseño de preguntas específicas para la encuesta, con el objetivo de captar evidencia directa desde los actores involucrados.
- iii) Elaboración de un anexo, que integra los hallazgos obtenidos tanto en la revisión documental como en los resultados de la encuesta, con el fin de caracterizar el impacto observado de manera integral.

- **Actividad 3.3:** Determinar la validez técnica de la información recopilada

Con el objetivo de validar la información levantada en las etapas previas, se verificó que los datos cumplieran con las especificaciones técnicas establecidas. Para ello, se revisaron las respuestas entregadas por los proveedores y, en caso de haber detectado información incompleta, se les contactó telefónicamente con el fin de aumentar la proporción de respuestas útiles para el estudio.

- **Actividad 3.4:** Análisis de datos

Para el análisis estadístico de los datos recopilados en la encuesta se aplicó una metodología cuantitativa y cualitativa orientada a caracterizar la variabilidad de precios, y a identificar patrones y factores explicativos. El proceso contempló las siguientes etapas:

- i) Depuración y validación de datos: Se revisa la base consolidada para detectar incongruencias, registros incompletos, duplicidades y valores atípicos, asegurando la integridad y confiabilidad de la información.
- ii) Estandarización y estructuración de la base: Se organiza la información en categorías temáticas, agrupando las preguntas por sección: impacto de la pandemia, cantidad de proyectos, regiones de instalación, conexión a red, transporte, problemas reportados, mano de obra, mantenimiento, baterías, módulos, inversores, instalación, materiales eléctricos y de montaje.
- iii) Cálculo de estadísticos descriptivos: Se calculan estadísticos descriptivos (mínimo, máximo, promedio, mediana) para todas las variables cuantitativas. Sin embargo, algunas respuestas de la encuesta corresponden a preguntas abiertas, donde los participantes entregaron opiniones, comentarios o sugerencias que no pueden representarse gráficamente. Estas respuestas cualitativas son sistematizadas y presentadas en un documento anexo, con el objetivo de conservar su valor interpretativo y facilitar su análisis en conjunto con los resultados numéricos.
- iv) Generación del gráfico de cajas: Para todas las variables que incluyen costos o cantidades, se elaboran diagramas de cajas que permiten visualizar rangos, cuartiles,

valores extremos y posibles anomalías, facilitando la interpretación de la dispersión y tendencias.

- v) Análisis interpretativo: A partir de los gráficos y estadísticos, se realiza un análisis detallado para identificar patrones, diferencias y similitudes entre soluciones, así como factores que explican las variaciones observadas.
- vi) Archivo Excel: Todos los datos, cálculos y representaciones gráficas se integran en un archivo Excel, que se adjunta como anexo técnico para garantizar trazabilidad y transparencia en el proceso.

- **Actividad 4.1:** Comparación entre los distintos rangos de potencia

Se realizó un análisis comparativo considerando siete rangos de proyectos fotovoltaicos según su potencia instalada, utilizando como métricas el costo unitario expresado en dólares por kW (USD/kW) y en pesos chilenos por kW (CLP/kW). El procedimiento incluyó la recopilación y normalización de datos provenientes tanto de las respuestas obtenidas en la encuesta como de estudios previos, con el objetivo de generar un índice consistente y comparable con versiones anteriores. Posteriormente, se elaboraron tablas y gráficos que permiten visualizar las diferencias, tendencias y variabilidad en los costos.

- **Actividad 4.2:** Recomendaciones y lineamientos

Se desarrollaron recomendaciones y lineamientos orientados a la aplicación futura de la metodología, basados en los hallazgos obtenidos en el análisis comparativo. Este proceso incluyó la sistematización de buenas prácticas, la identificación de oportunidades de mejora y la definición de criterios técnicos para garantizar la replicabilidad del modelo. Finalmente, se preparó una presentación para mostrar los resultados con la contraparte técnica de la Subsecretaría y los participantes del estudio que desearon participar, asegurando la transferencia de conocimiento y la validación de la propuesta.

5 Encuesta

En los numerales a continuación, se presenta el desarrollo de las actividades realizadas para la confección, distribución y finalización de la encuesta.

5.1 Actividad 1.1: Elaboración del listado de instaladores de sistemas fotovoltaicos

Conforme al objetivo específico 1, se elaboró un listado actualizado de proveedores con experiencia comprobada en la tramitación del formulario TE-4 y en la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución, abarcando proyectos regulados tanto por la Ley de Generación Distribuida como por el régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), de acuerdo con lo establecido en el D.S. N°88, incluyendo configuraciones sin inyección de energía a la red.

Los proveedores identificados cuentan con competencias en el diseño, selección de equipamiento e instalación de sistemas fotovoltaicos, así como con conocimiento actualizado de la normativa técnica aplicable, particularmente de los pliegos RIC y RPTD, y del marco regulatorio vigente.

Para la elaboración del listado de proveedores se consultaron diversas fuentes mencionadas a continuación:

- Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC):
<https://www.sec.cl/gda/proveedores-e-instaladores/>
- Índice de Precios de Sistemas FV instalados del año 2020:
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf
- Programa Techos Solares Públicos (PTSP):
http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=1224
- Agencia de Sostenibilidad Energética:
<https://rita.registroenergetico.cl/>
- Programa Casa Solar:
<https://www.casasolar.cl/instaladores/>

El listado de instaladores elaborado se encuentra en el **Anexo 1.A Instaladores y proveedores SSFV** y la información recopilada tiene como objetivo identificar instaladores a nivel nacional, especificando las regiones en las que operan, la clase y la empresa a la cual trabajan, según la información disponible. Es importante destacar que para los instaladores cuyos datos fueron levantados desde la SEC y la AgenciaSE, no se pudo identificar si estos trabajan con proyectos llave en mano. En el **Anexo 1.A Instaladores y proveedores SSFV**, se pueden encontrar las siguientes hojas de un archivo excel:

- **BD_Completa:** A partir de la información obtenida de todas las fuentes nombradas anteriormente, se obtuvieron 862 instaladores. Esta hoja contiene los datos personales de

los instaladores (nombre, teléfono, correo electrónico, celular), su licencia clase SEC, si presentaron TE-4 y si pertenecen a alguna empresa.

- **BD_Contactos:** En esta hoja se presenta la matriz de instaladores sin nombres duplicados, es decir, se dejó únicamente a la persona, sin diversas regiones, dejando un total de 545 registros únicos.
- **Universo:** En esta hoja se presentan los cálculos del número de encuestas representativas, estimadas mediante la aplicación de la fórmula de Cochran corregida. Asimismo, se incluye un conteo de proveedores clasificados según la empresa a la que pertenecen o, en su defecto, como “sin información”. Considerando la suma de instaladores y empresas, se obtiene un total de 388 registros únicos que cumplen con los requisitos y han presentado TE-4, conformando así el universo del estudio.
- **Empresas:** Aquí se presentan las 135 empresas proveedoras encontradas junto con sus datos de contacto, como lo son: la comuna en la que operan, mail de contacto, teléfono y sitio web.

5.2 Actividad 1.2: Apertura de información de contacto del listado de instaladores

En el marco de esta actividad, se procedió a organizar la información levantada en la actividad anterior, con el objetivo de conformar una base de datos estructurada y validada de instaladores que cuenten con experiencia comprobada en proyectos de sistemas solares fotovoltaicos. Esta base es clave para las siguientes etapas del estudio.

La información levantada desde las fuentes descritas en el numeral 5.1, se encuentra en el **Anexo 1.A Instaladores y proveedores SSFV**, en la hoja “BD_Completa”, donde se puede encontrar la siguiente información de los Instaladores:

- Nombre completo
- Clase
- Correo electrónico
- Si presento algún T4, según información disponible
- Empresa en la que presta servicios, según información disponible
- Región donde presta servicios
- Teléfono de contacto

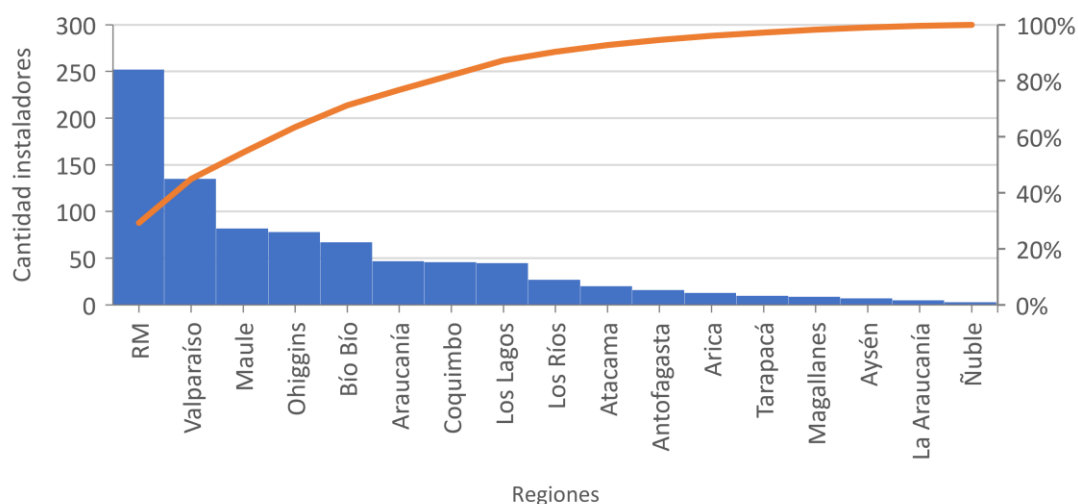
Es importante destacar que no todos los instaladores contaban con información de las empresas donde prestan servicios. Junto al levantamiento de información de los instaladores, se recopiló información de contacto de 135 empresas proveedoras relacionadas con el rubro de los sistemas fotovoltaicos, de donde se obtuvo la siguiente información:

- Nombre empresa
- Comuna de oficina central
- Sitio Web

- Teléfono(s)
- Correo electrónico de contacto dentro de la empresa

De los datos recopilados de 862 instaladores, se presenta la Ilustración 1 que muestra la distribución de instaladores según la región en la que han desarrollado sus trabajos:

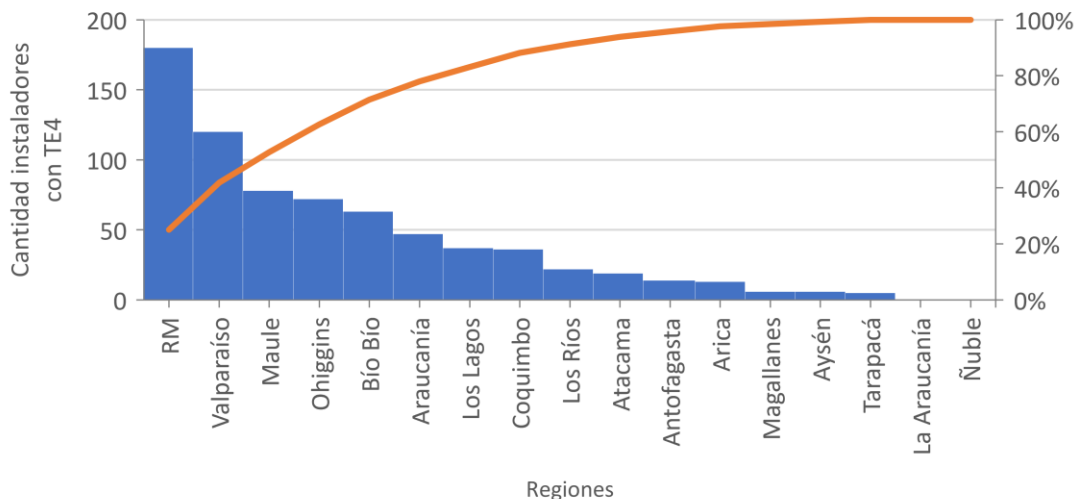
Ilustración 1: Distribución de instaladores por región.



En la Ilustración 1 se evidencia que la mayor concentración de instaladores de sistemas fotovoltaicos realiza trabajos en la Región Metropolitana y en la Región de Valparaíso, que en conjunto representan aproximadamente el 45% del total. Asimismo, aplicando el criterio de Pareto, se observa que las regiones Metropolitana, Valparaíso, Maule, O'Higgins, Biobío, Araucanía y Coquimbo, concentran cerca del 80% de los instaladores registrados a nivel nacional.

Por otra parte, solo 718 de estos instaladores declara haber presentado TE-4. La Ilustración 2 muestra la distribución de instaladores que han presentado TE-4, reflejando una disminución respecto del universo total de instaladores identificados en la Ilustración 1. Pese a ello se puede apreciar que la concentración territorial no varía sustancialmente. De acuerdo con el criterio de Pareto, cerca del 80% de los instaladores con TE-4 realizan trabajos en las regiones Metropolitana, Valparaíso, Maule, O'Higgins, Biobío y la Araucanía.

Ilustración 2: Distribución de instaladores que han presentado TE-4.



Este patrón de concentración territorial es consistente con lo que se reporta en diversas fuentes de información y se puede explicar por diversos factores:

- Mayor demanda de proyectos fotovoltaicos en las zonas urbanas e industriales del centro-sur, especialmente vinculados al autoconsumo y a los PMGD. Estas regiones han mostrado un crecimiento relevante en proyectos fotovoltaicos, además de los desarrollos a gran escala en el Norte de Chile.
- Disponibilidad de capital humano especializado en áreas con mayor presencia de universidades y centros de formación técnica, como las regiones Metropolitana, Valparaíso y Biobío, lo que facilita la existencia de instaladores certificados.
- Concentración de empresas proveedoras y distribuidoras en el centro de país, donde se ubican gran parte de las oficinas comerciales y logísticas del sector fotovoltaico.

Se cuenta con un total de 545 instaladores, sacando los duplicados por región, teniendo en consideración que estos últimos según las distintas fuentes de información prestan servicios en diversas zonas del país. Es importante destacar que de la información levantada se pudo corroborar que los instaladores encontrados en la base de datos de la SEC y del Programa Techos Solares Públicos presentaron TE-4, por lo que el total de instaladores se reduce a 388, siendo este considerado como el universo total. Para el caso de las empresas proveedoras, con la información disponible en la red, no se logró determinar si estos han realizado dicha tramitación o en su defecto se levantaron junto a los instaladores.

Adicionalmente, se verificó la disponibilidad de datos de contacto, observándose que todos los registros cuentan con correo electrónico, aunque no siempre con número telefónico.

5.3 Actividad 1.3: Definición de la muestra representativa de proveedores a encuestar

A partir de la base de datos disponible, se seleccionó una muestra representativa de proveedores a encuestar, con el objetivo de asegurar resultados comparables y con validez estadística.

Para ello, se aplicó la fórmula de Cochran corregida, herramienta reconocida en estudios donde se requiere estimar proporciones en poblaciones finitas de manera confiable. Esta metodología permite determinar el tamaño mínimo de la muestra considerando para un nivel de confianza y un margen de error determinado, garantizando que la información obtenida refleje adecuadamente la realidad del universo de instaladores. De este modo, se definió una muestra equilibrada y técnicamente robusta para el posterior levantamiento de datos. Esta fórmula se aplicó de la siguiente manera:

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot (1 - p)}{(N - 1) \cdot e^2 + Z^2 \cdot p \cdot (1 - p)}$$

Ecuación 1: Ecuación de Cochran.

Donde:

- **n:** tamaño de la muestra (número de empresas que participaron de la encuesta).
- **N:** tamaño del universo de instaladores (388).
- **p:** probabilidad de éxito del evento (0,5).
- **Z:** desviación estándar asociada al nivel de confianza deseado, obtenida desde la distribución normal estándar (Gauss). Representa cuántas desviaciones estándar se abarcan a cada lado de la media para cubrir cierto porcentaje de la población³, los valores típicos son:
 - Nivel de confianza 90%, Z = 1,645.
- **e:** error máximo de estimación.

Según lo mencionado anteriormente, se utilizó como base de datos representativa los 388 instaladores, pero para efectos del cálculo del universo aplicable y teniendo en consideración lo expuesto en el **Anexo 1.A Instaladores y proveedores SSFV**, en la hoja “Universo”, existen instaladores que trabajan en la misma empresa, por lo que se considera como universo aplicable el total de instaladores sin empresa identificada, más la cantidad de empresas, por lo que el universo total corresponde a 388 de encuestas para efectos estadísticos. Este supuesto considera que múltiples instaladores pueden pertenecer a una misma empresa, por lo que, en términos prácticos, reduce el número de respuestas independientes esperadas.

³ Triola, M. F. (2009). Estadística (10.ª ed.). Pearson Educación.

A continuación, se presenta la cantidad de encuestas requeridas según nivel de confianza del 90% y un margen de error aceptable de 7% a 15%:

Tabla 1: Cantidad de encuestas necesarias según margen de error aceptable.

Error máximo de estimación	Cantidad de encuestas
7%	102
10%	58
15%	28

En este sentido, se estableció que el objetivo era alcanzar un nivel de representatividad de 90% con un error de un 10%. Por otro lado, considerando un escenario pesimista en cuanto al número de instaladores que participasen cercano a 28, se estableció un margen de error del 15%, el cual se considera como un error aceptable para el estudio.

Como resguardo para poder alcanzar la muestra mínima esperada de 28 instaladores, se dispuso de información de contacto mediante correos electrónicos, permitiendo contactar la muestra mínima de forma directa y aumentar la probabilidad de respuesta de ellas.

Al finalizar el periodo de recepción y validación de las respuestas de la encuesta, se consiguió una muestra de 44 con un error de estimación de 11,7%.

5.4 Actividad 2.1: Definición y ajuste metodológico de contacto con proveedores

Esta actividad tuvo como propósito diseñar una estrategia metodológica adecuada para establecer contacto con los proveedores previamente seleccionados. La actividad se enmarcó en el objetivo específico N° 2 del estudio y buscó asegurar un levantamiento de información con altos estándares de calidad y una tasa de respuesta suficiente para la validez del análisis. Para ello, se aplicó una encuesta en formato digital mediante la plataforma Google Forms, herramienta que facilitó la elaboración del formulario, la recolección de datos en tiempo real y su procesamiento automático para el análisis posterior.

Dado que el canal de contacto definido fue el correo electrónico, se realizó previamente una verificación de las direcciones incluidas en la base de datos. Esta tarea fue ejecutada por AbastibleTec y consistió en el envío de correos de prueba a todos los contactos registrados. En los casos en que los mensajes rebotaron o las direcciones se encontraban inactivas, se revisó y actualizó la información utilizando otras fuentes disponibles. Esta validación permitió maximizar la efectividad del contacto inicial y reducir errores de entrega, contribuyendo así a mejorar la tasa de respuesta del levantamiento.

Una vez que la Subsecretaría aprobó la encuesta técnica y se validaron los correos electrónicos, se procedió al envío de una carta de invitación dirigida a los proveedores, cuyo objetivo fue incentivar su participación e incluir el enlace directo a la encuesta. La carta de invitación se encuentra disponible en el **Anexo 2.A Carta** para fomentar la participación de los proveedores, mientras que

la encuesta técnica corresponde al **Anexo 2.B Encuesta técnica SSFV**. Posteriormente, las respuestas fueron revisadas cada dos días para evaluar su completitud y consistencia. Cabe señalar que la encuesta fue distribuida en formato digital, en idioma español, y presentó una duración estimada de entre 20 y 30 minutos.

Tras el envío de la carta de invitación, se implementó la estrategia de seguimiento diseñada para monitorear el avance en las respuestas y fomentar la participación de los instaladores, la cual se detalla a continuación:

Ilustración 3: Estrategia para propuesta metodológica de la encuesta.



Con el fin de reforzar el compromiso de los proveedores con el proceso de levantamiento de información, se consideró la realización de una jornada informativa virtual dirigida a empresas del sector fotovoltaico, la cual se llevó a cabo entre el envío inicial de la encuesta y el primer recordatorio de seguimiento (ver **Anexo 2.C Carta de recordatorio encuesta**) el jueves 06 de noviembre a las 15:00. Esta instancia permitió presentar en detalle los objetivos y alcances del estudio, resolver consultas y motivar la participación, lo que contribuyó a mejorar la tasa de respuesta.

En los casos en que el número de respuestas obtenidas fue inferior al mínimo representativo, o cuando se recibieron formularios incompletos que limitaron su utilización en el análisis, se aplicaron diversas acciones de mitigación:

- Se contactó telefónicamente, en al menos tres oportunidades, a los proveedores que no respondieron por correo electrónico.
- Se evaluó la posibilidad de incorporar proveedores alternativos fuera de la muestra inicial, siempre que cumplieran con los criterios técnicos establecidos.
- Se gestionaron cotizaciones específicas por parte de AbastibleTec a través de empresas colaboradoras, para enriquecer la base de datos.

Al cierre del plazo de la encuesta se envió una carta de agradecimiento a los proveedores que participaron (**Anexo 2.D Carta de agradecimiento a proveedor**). Para la planificación y seguimiento de estas acciones, se elaboró una Carta Gantt (**Anexo 2.E Carta Gantt**), que organiza de manera estructurada las etapas del proceso: verificación de contactos, envío de la encuesta, recordatorios, jornada motivacional y cierre del levantamiento. Esta herramienta permitió visualizar los hitos y asegurar una gestión ordenada y eficiente de la aplicación de la encuesta.

5.5 Actividad 2.2: Diseño de invitación a participar de la encuesta a instaladores

Como parte del proceso de levantamiento de información para la construcción del índice de precios, se desarrolló una estrategia de convocatoria dirigida a los instaladores previamente identificados en la base de datos del proyecto.

La acción principal consistió en la elaboración de una carta de invitación formal (**Anexo 2.A Carta para fomentar la participación de los proveedores**), cuyo contenido fue diseñado para generar interés y fomentar la participación en la encuesta. En el mensaje se destacó la importancia del estudio y se aseguró que toda la información proporcionada por los encuestados sería tratada de manera estrictamente confidencial, resguardando la privacidad de los datos individuales.

Para incentivar aún más la colaboración, se ofreció a los participantes la posibilidad de incorporar el logo de su empresa en la publicación final que resumirá los principales resultados del estudio, como una forma de reconocimiento a su contribución.

El texto de la invitación fue revisado en conjunto por el equipo ejecutor y la contraparte técnica de la Subsecretaría de Energía, con el fin de garantizar que cumpliera con los lineamientos comunicacionales institucionales. Una vez validado, se procedió al envío por correo electrónico, incluyendo el enlace directo al formulario de la encuesta.

5.6 Actividad 2.3: Aplicación de encuesta y seguimiento del nivel de respuesta

Esta actividad tuvo como objetivo diseñar y aplicar una encuesta dirigida a los proveedores previamente seleccionados, con el propósito de recopilar información que permitiera avanzar en la construcción del índice. La encuesta fue revisada y validada por la contraparte técnica de la Subsecretaría, y quedó conformada por las siguientes secciones:

I. Datos generales del proveedor

Se recopilan antecedentes básicos como información de contacto, servicios ofrecidos y si la empresa opera bajo el modelo ESCO, lo que permite caracterizar el tipo de proveedor y su enfoque comercial.

II. Experiencia y alcance

Incluye datos sobre el tamaño de la empresa según sus ventas del año anterior, años de experiencia en el rubro y participación en programas impulsados por el Ministerio de Energía, lo que permite dimensionar su trayectoria y vinculación institucional.

III. Precios por rango de potencia de sistemas fotovoltaicos (llave en mano)

Esta sección aborda el costo de los proyectos según el rango de potencia en el que opera el proveedor, diferenciando entre instalaciones en techo y en suelo. Se solicita información detallada sobre los precios de módulos fotovoltaicos, inversores, materiales eléctricos y de montaje, baterías, y costos asociados a la instalación (mano de obra y logística). Asimismo, se consulta sobre el tipo de conexión (a red y/o autoconsumo), las regiones donde se han realizado instalaciones y la frecuencia anual de ejecución de proyectos.

Cabe señalar, que los valores levantados en el estudio corresponden a proyectos bajo modalidad EPC (Engineering, Procurement and Construction), es decir, soluciones “llave en mano”, por lo que el precio reportado considera de forma integrada las etapas de diseño de ingeniería, suministro de equipos y puesta en marcha del sistema.

IV. Mantenimiento del sistema

Se indaga sobre la periodicidad y costos de mantenciones mayores, menores y de reemplazo, tanto para sistemas instalados en techo como en suelo, desglosado por componente y rango de potencia. Esta información permite estimar costos operacionales a largo plazo.

V. Baterías (para sistemas FV on-grid)

Se recopila información técnica y económica sobre los sistemas de almacenamiento, incluyendo potencia instalada, energía útil, precios del subsistema de baterías y otros aspectos relevantes para caracterizar su integración en proyectos conectados a la red.

VI. Problemáticas de conexión y tramitación

Esta sección está orientada a identificar dificultades y costos asociados a los trámites eléctricos, procesos de interconexión y otras barreras administrativas que puedan afectar la ejecución de proyectos.

VII. Pandemia

Se busca conocer cómo la pandemia afectó al mercado fotovoltaico, incluyendo variaciones en los precios de materiales, retrasos logísticos, impactos en la operación del negocio y los principales desafíos enfrentados durante ese período.

VIII. Comentarios y observaciones finales

Se ofrece un espacio abierto para que los proveedores puedan compartir sugerencias, observaciones o cualquier información adicional que consideren relevante. La sección finaliza con un agradecimiento por su participación.

Una vez definida la encuesta (**Anexo 2.B Encuesta técnica SSFV**) se aplicó siguiendo la estrategia metodológica descrita en la actividad 2.1 (ítem 5.4). Para ello, se realizó el envío de la encuesta mediante correo electrónico a un total de 388 instaladores, acompañada de una carta de invitación formal (**Anexo 2.A Carta para fomentar la participación de los proveedores**) que incluye el enlace directo al formulario.

Con el fin de fomentar la participación y asegurar una tasa de respuesta representativa, se implementó la estrategia de seguimiento estructurada, detallada en la Ilustración 3.

Paralelamente a estos hitos, se mantuvo un registro continuo del avance en las respuestas, lo que permitió monitorear en tiempo real el nivel de participación y tomar decisiones oportunas para reforzar la estrategia de seguimiento, contactando telefónicamente a los proveedores que no respondieron vía correo electrónico.

5.7 Actividad 2.4: Obtener logo de empresa en alta resolución y autorización para el uso

En la carta de invitación (**Anexo 2.A Carta para fomentar la participación de los proveedores**) y en el recordatorio de la encuesta (**Anexo 2.C Carta de recordatorio encuesta**) se indicó la opción para que las empresas envíen su logo en alta resolución, junto con la autorización correspondiente para su uso en la publicación oficial del índice de precios desarrollado.

5.8 Actividad 2.5: Envío de carta de agradecimiento y convocatoria a presentación del informe final

Como etapa final del levantamiento de información técnica, se implementó una acción orientada a reconocer y agradecer la participación de los instaladores y proveedores que respondieron la encuesta. Esta iniciativa tuvo como propósito fortalecer la relación institucional con los actores del sector fotovoltaico, destacando su contribución en la construcción de una base de datos representativa y confiable para el análisis de precios y tecnologías FV en Chile.

Para ello, se elaboró y envió una carta de agradecimiento formal (**ver Anexo 2.D Carta de agradecimiento proveedores**), remitida por correo electrónico a todas las empresas que completaron el formulario. El mensaje, validado por la contraparte técnica, resaltó la importancia de la colaboración de cada participante en el desarrollo del estudio, reiteró el carácter confidencial de la información entregada y reconoció el tiempo y experiencia aportados por los instaladores.

Como complemento, se informó que se realizará una presentación oficial del informe final (**ver Anexo 2.F Presentación final**), dirigida a los instaladores y proveedores interesados en conocer los resultados, conclusiones y recomendaciones del estudio. Esta instancia busca cerrar formalmente el proceso, garantizar transparencia y generar un espacio de retroalimentación para perfeccionar la metodología en futuras aplicaciones.

Por último, la carta también incluyó los datos de contacto del equipo técnico responsable, con el fin de atender consultas posteriores y mantener una comunicación abierta. Esta acción de cierre refuerza el compromiso institucional con la colaboración público-privada y la construcción de políticas basadas en evidencia técnica.

5.9 Actividad 3.1: Recoger información desglosada por componente

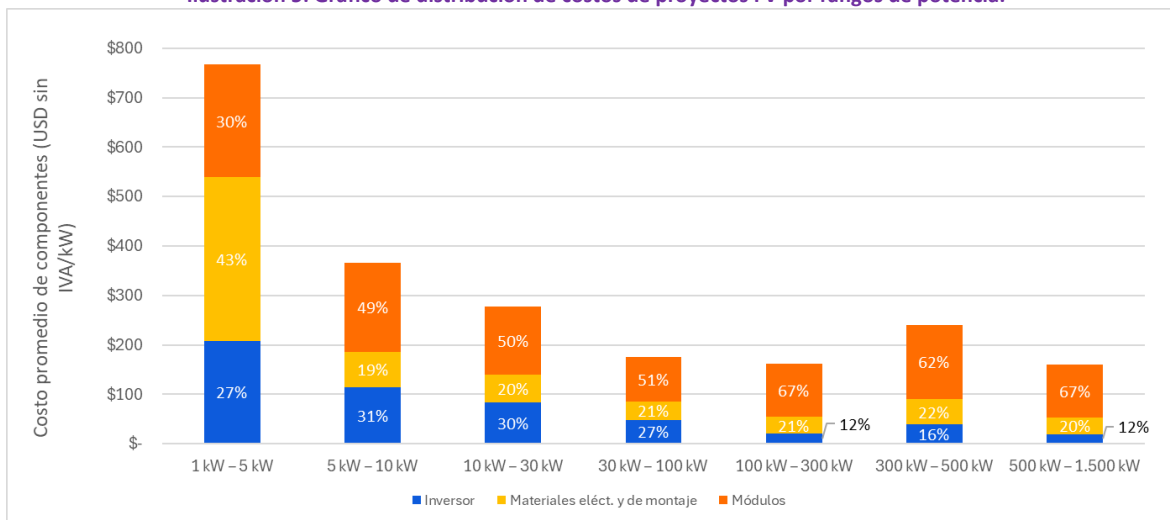
Esta actividad tiene como objetivo recoger información desglosada por componente en los rangos de sistemas fotovoltaicos considerando los siguientes requisitos mínimos según las bases técnicas de licitaciones del Programa Techos Solares Públicos (PTSP):

Ilustración 4: Desglose de componentes.

Paneles fotovoltaicos	Inversores	Materiales eléctricos y de montaje	Almacenamiento mediante baterías
- Autorizados por la SEC. - Garantía de potencia de salida igual o superior al 80% de la potencia máxima del módulo, al año 25 después de la puesta en operación. - Módulos en clasificación TIER-1. - Garantía de fabricación de al menos 10 años. - Indicar la marca.	- Autorizados por la SEC. - Eficiencia mayor o igual a 95%, en sus puntos de operación cuando el equipo opere entre el 30% y el 100% de potencia de entrada. - Garantía de fabricación de al menos 5 años. - Poseer servicio técnico en Chile. - Indicar la marca. - Indicar años de vida útil.	- Estructura de soporte (estructura fija, NO tracking). - Material de aluminio. - Montaje a nivel de techo o suelo. - Categorizar tipo de anclaje a suelo. - Categorizar tipo de estructura a techo.	- Indicar tecnología de fabricación. - Ciclos de uso y vida útil. - Voltaje de operación. - Garantía del fabricante. - Degradación de capacidad. - Indicar la marca.

Para este análisis se elaboró el **Anexo 3.A Desglose por componente de SSFV**, que presenta una serie de cotizaciones de los principales elementos de sistemas solares fotovoltaicos (SSFV) en distintos rangos de potencia. Es importante señalar que los datos fueron recopilados desde páginas web de proveedores, donde no siempre se encuentran todos los elementos disponibles para venta directa, ya que en muchos casos se realizan bajo pedido. Por ello, cualquier comparación estricta con estos valores podría inducir a errores; sin embargo, el objetivo es contar con una referencia inicial que permita identificar tendencias y parámetros relevantes.

Ilustración 5: Gráfico de distribución de costos de proyectos FV por rangos de potencia.



De la Ilustración 5 se observa el comportamiento del costo por kW en los distintos rangos de potencia, donde se evidencia una disminución marcada a medida que aumenta el tamaño del sistema fotovoltaico, mostrando una clara presencia de economías de escala. En los sistemas más pequeños (1-5 kW), los costos unitarios son significativamente mayores debido a que varios componentes y tareas de instalación presentan costos fijos que apenas se diluyen en potencias reducidas. A partir del rango de 10-30 kW, la curva desciende de manera pronunciada, estabilizándose progresivamente en los tramos de 30-100 kW y 100-300 kW, donde el costo específico se vuelve considerablemente más competitivo.

Es importante señalar que, en el gráfico presentado, la categoría “materiales eléctricos y de montaje” incluye únicamente los elementos asociados a la estructura de soporte, ya que no fue posible incorporar el resto de los componentes eléctricos mediante cotizaciones obtenidas vía web. Debido a esta limitación, la coincidencia del valor observado, aproximadamente un 26%, con el estudio de referencia del año 2020⁴ (22%) puede inducir a una interpretación errónea, sugiriendo que esta proporción se mantiene estable. Sin embargo, al no haberse considerado la totalidad de los costos de la partida, es razonable esperar que el porcentaje real correspondiente a 2025 sea mayor. Por lo tanto, la cifra reportada debe entenderse como un valor subestimado y no directamente comparable con estudios previos.

Esta información servirá como referencia para comparar con los resultados obtenidos en la encuesta, donde se construirán gráficos equivalentes para validar tendencias.

⁴ Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile. Versión 2020.

6 Resultados y análisis

6.1 Actividad 3.2: Levantar información del impacto que tuvo la pandemia en el mercado

Esta actividad tiene como objetivo levantar información relacionada con el impacto de la pandemia en el mercado fotovoltaico en Chile. Para ello, en primera instancia se realizó una búsqueda bibliográfica que detalla las principales afectaciones económicas, logísticas y operativas:

Ilustración 6: Impactos de pandemia.

Impacto económico	Impacto logístico	Impacto Operativo
- Aumento de costos de materiales: Paneles, inversores y baterías registraron incrementos de entre 10% y 20%, llegando en algunos casos a más del 20%, debido a la escasez global y al alza del dólar. Esto afectó la rentabilidad de proyectos y la planificación financiera³. - Reducción de inversión y desaceleración de proyectos: Las restricciones sanitarias y la incertidumbre económica provocaron la postergación de inversiones en proyectos solares, especialmente en pequeña y mediana escala, afectando el crecimiento esperado del mercado⁴.	- Interrupciones en la cadena de suministro: Hubo retrasos en la importación de componentes (paneles, inversores, estructuras) por cierres de fronteras y congestión portuaria, generando demoras de 2 a 4 semanas en la ejecución de proyectos. - Problemas en aduanas: Procesos de internación más lentos por restricciones sanitarias, lo que impactó la programación de obras y la entrega de proyectos.	- Paralización temporal de obras: Las cuarentenas y restricciones de movilidad detuvieron la construcción de proyectos solares, afectando cronogramas y generando sobrecostos por reprogramación. - Falta de mano de obra calificada: Las limitaciones de desplazamiento redujeron la disponibilidad de técnicos especializados, retrasando instalaciones y mantenimientos. El crecimiento del sector va de la mano con la formación de profesionales⁵. - Necesidad de digitalización: La pandemia aceleró la adopción de herramientas digitales para gestión de proyectos y mantenimiento, ante la imposibilidad de operar con procesos manuales.

³Informe del mercado de energía solar fotovoltaica en Chile. Mordor Intelligence.

⁴Efectos del COVID-19 en el Sector de Energía. BCN mayo 2020.

⁵Desafíos Operativos del Sector Fotovoltaico en Chile. ACESOL.

Posteriormente, en el apartado 6.3.7 de la página 51 se profundizará el impacto de la pandemia a partir de las respuestas recopiladas en la encuesta, complementando así la información presentada en la ilustración.

6.2 Actividad 3.3: Determinar si la información recopilada es técnicamente válida

Con el objetivo de garantizar la calidad y la utilidad de los datos recopilados en el marco de la Actividad 3.3, se implementó un proceso sistemático de validación técnica y estadística de las partidas reportadas por los proveedores. Este proceso se estructuró en tres etapas complementarias:

1) Eliminación de datos anómalos o no válidos

Se descartaron todas aquellas entradas que contenían valores como:

- “No aplica”, “N/A” o campos vacíos.
- Respuestas con valores numéricos extremadamente bajos como “1”, que no guardaban relación con el costo real de un sistema fotovoltaico.
- Inconsistencias evidentes en el formato o en la unidad de medida (por ejemplo, uso de palabras sin sentido técnico o cifras que no correspondían al orden de magnitud estándar del mercado).

Estos casos fueron frecuentes debido a la naturaleza abierta de la encuesta, donde no se restringió un formato en el tipo de respuesta ingresada. Adicionalmente, esto permitió la participación de personas sin vinculación directa con la industria fotovoltaica o sin conocimiento técnico suficiente.

2) Detección y corrección de inconsistencias en unidades de medida

La encuesta solicitaba el costo en CLP/kW, sin embargo, se identificó un número significativo de casos en los que los valores reportados correspondían presuntamente al costo total del proyecto en CLP, no al costo unitario. Esto se evidenció al comparar el orden de magnitud de los datos con los valores típicos de mercado revisados en el Anexo 3.A. Para esos casos, se aplicó un criterio metodológico de corrección consistente en:

- Dividir el costo total reportado por el proveedor en el promedio del rango de potencia (kW) respectivo.

Esta metodología permitió estandarizar la información a la unidad solicitada (CLP/kW) y recuperar datos que, a pesar de haber sido ingresados incorrectamente, resultaban técnicamente plausibles. Las celdas con estos datos ajustados fueron marcadas con color

celeste en las hojas “Modificadas” y “Finales” del **“Anexo 3.D Análisis de datos de encuesta”**. Tras este ajuste más el anterior de eliminar inconsistencias, el número de respuestas válidas se redujo a 74. En términos prácticos, este proceso implicó la exclusión de aproximadamente un 15% de los datos originales.

Tabla 2: Cantidad de respuestas válidas por rango de potencia.

Clasificación	Recibidas	Eliminadas	Válidas
1-5 kW	37	4	33
5-10 kW	29	4	25
10-30 kW	7	1	6
30-100 kW	5	1	4
100-300 kW	6	2	4
300-500 kW	1	1	0
500kW - 1,5 MW	2	0	2
Mayor a 1,5 MW	0	0	0
Total	87	13	74

6.3 Actividad 3.4: Análisis de datos

Para el análisis estadístico de los datos recopilados en las encuestas, se desarrolló un procedimiento orientado a garantizar la claridad y representatividad de los resultados. El proceso incluyó la depuración y validación de la base de datos, seguido por la generación de gráficos de cajas que permiten visualizar de manera sencilla los valores mínimo y máximo, los cuartiles, la mediana y la identificación de posibles valores atípicos.

Adicionalmente, para el análisis de estos datos se utilizó la mediana como indicador central. Esta elección responde a la presencia de valores extremos en varios rangos de potencia, los cuales pueden elevar o reducir artificialmente el promedio y, con ello, distorsionar la interpretación del costo típico por kW. La mediana, al no verse afectada por estos valores atípicos, entrega una representación más robusta y fiel del comportamiento general de los costos en ambos tipos de instalación.

Este enfoque facilitó la interpretación de la dispersión y tendencias en los precios, complementando el análisis con observaciones sobre factores que explican diferencias o similitudes entre las soluciones evaluadas.

Los gráficos generados se encuentran disponibles en el **“Anexo 3.D Análisis de datos de la encuesta”**, el cual contiene la información consolidada y los cálculos realizados. El archivo está organizado en las siguientes hojas:

- **Resumen precios:** agrupación de los gráficos de precios obtenidos de la encuesta.

- **Respuestas de formulario:** datos obtenidos directamente desde la encuesta de Google Forms.
- **Modificadas:** respuestas del formulario corregidas (números sin puntos ni símbolos; se dejan celdas vacías para evitar que valores como “na”, “NA”, “no aplica”, entre otros, afecten el análisis).
- **Finales:** respuestas finales del formulario que se utilizaron para el análisis del índice de precios.
- **A o NA:** datos de los proveedores/instaladores que contestaron la encuesta para cada rango de potencia.
- **Global:** se grafican los costos del sistema fotovoltaico completo (inversor, materiales eléctricos y de montaje, módulos e instalación) para cada rango de potencia que se consulta en la encuesta.
- **Módulos:** costos de módulos para instalaciones en suelo y en techo.
- **Inversores:** costos de inversores para instalaciones en suelo y en techo.
- **Materiales eléctricos y de montaje:** costos de materiales eléctricos y de montaje para instalaciones en suelo y en techo.
- **Instalación (MO y logística):** costos de instalación para sistemas en suelo y en techo.
- **Baterías:** costos de baterías para instalaciones en suelo y en techo.
- **Varias:** análisis complementarios, incluyendo desarrollo de preguntas sobre los servicios que ofrece la empresa, operación bajo el modelo ESCO, tamaño de la empresa, participación en programas del Ministerio de Energía, años de experiencia y años de garantía ofrecidos para distintos elementos.
- **Cantidad proyectos:** número total de proyectos realizados en los últimos 12 meses, clasificados por rangos de potencia.
- **Regiones instalación:** regiones donde se realizaron instalaciones en los últimos 12 meses, según rangos de potencia.
- **Proyectos conectados:** análisis sobre proyectos conectados a la red y/o tipo 100% autoconsumo, por rangos de potencia.
- **Transporte:** costos por concepto de transporte en distintas regiones y rangos de potencia.
- **Problemas:** dificultades enfrentadas por los instaladores en trámites eléctricos y procesos con empresas distribuidoras (interconexión/netbilling).
- **MO (inversor, módulo, batería, tablero, componente, conductor, cañería):** costos de mano de obra por reemplazo de diversos elementos.
- **Mantención (mayor, menor):** costos de mantención mayor y menor para sistemas en suelo y en techo.
- **Baterías:** análisis sobre tipo de acoplamiento del almacenamiento, tipos de baterías, potencia del sistema, energía útil instalada, precio del subsistema de baterías y diferencia de precio en proyectos llave en mano con y sin baterías, considerando distintas horas de autonomía. La información relacionada a este punto está subdividida en 6 hojas.

Debido a la complejidad ocurrida para la obtención de respuestas en todos los rangos, se generaron actividades complementarias al formulario para robustecer la muestra utilizada en las actividades posteriores.

De este modo, se utilizaron distintas fuentes de información:

- **Encuesta de Índice de Precios para Sistemas Fotovoltaicos:** la encuesta está compuesta por 377 preguntas organizadas según rangos de potencia.
- **Envío de correos a proveedores:** se enviaron correos personalizados y diferenciados por potencia a los distintos proveedores que no habían respondido la encuesta y se encontraban en la base de datos. Este mecanismo permitió obtener 5 respuestas adicionales, las cuales, si bien no incluían el desglose por componentes, aportaron referencias relevantes de costos globales.
- **Cotizaciones:** se realizaron cotizaciones por componente a distintos proveedores y en catálogos web. Esta información permitió validar órdenes de magnitud y reforzar la consistencia de los valores utilizados en el análisis.
- **Declaraciones de Proyectos en Consultas de Pertinencia de ingreso al SEIA:** se utilizaron precios globales de grandes proyectos fotovoltaicos (mayores a 1,5 MW) brindados por el Ministerio de Energía y disponibles en la plataforma del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) en el apartado “Consultas de Pertinencia y Documentos Asociados” de su sistema de búsqueda, para poder incluirlos en el índice de precios global. Para este caso se consideraron proyectos ingresados al trámite entre los años 2021 y 2025.

Con respecto a la encuesta de Índice de Precios para Sistemas Fotovoltaicos realizada, se obtuvieron los siguientes resultados según cada sección:

6.3.1 Sección I: Datos generales del proveedor

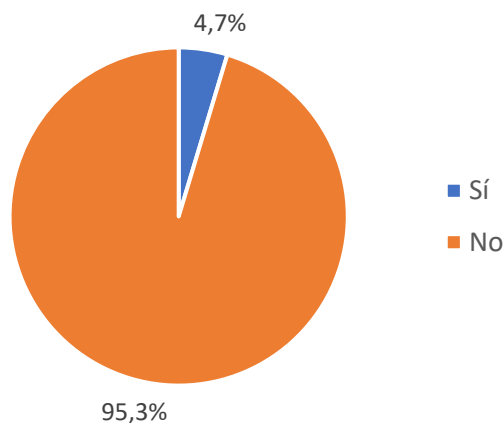
Esta sección se caracterizó por recolectar los datos personales de los proveedores enlistados, como lo son la razón social, nombre de la empresa, dirección, teléfono de contacto, correo electrónico, sitio web, servicios que ofrece la empresa, y si se opera bajo modelo ESCO (Energy Service Companies).

Las diversas empresas que contestaron coincidían mayoritariamente en los servicios que ofrecían, siendo los más comunes: instalación y desarrollo de proyectos, ambos presentes en un 95,3% de las respuestas, seguido por la venta de proyectos llave en mano, que aparece en un 81,4% de los casos. Esto evidencia una clara orientación del mercado hacia la ejecución integral de soluciones, donde no solo se diseñan los proyectos, sino que también se materializan y se entregan como soluciones completas al cliente.

Respecto a la operación bajo el modelo ESCO (Energy Service Company), los resultados evidencian una muy baja adopción de este esquema dentro de la muestra de proveedores de sistemas fotovoltaicos encuestados. Del total de respuestas, solo un 4,7% de las empresas indicó operar bajo

este modelo, mientras que un 95,3% señaló que no lo utiliza. Esto sugiere que, dentro de las empresas encuestadas, el enfoque predominante continúa siendo el modelo tradicional, en el cual los clientes financian directamente el 100% de la inversión y pagan contra la entrega del sistema en operación. En la Ilustración 7 se pueden apreciar los porcentajes mencionados anteriormente.

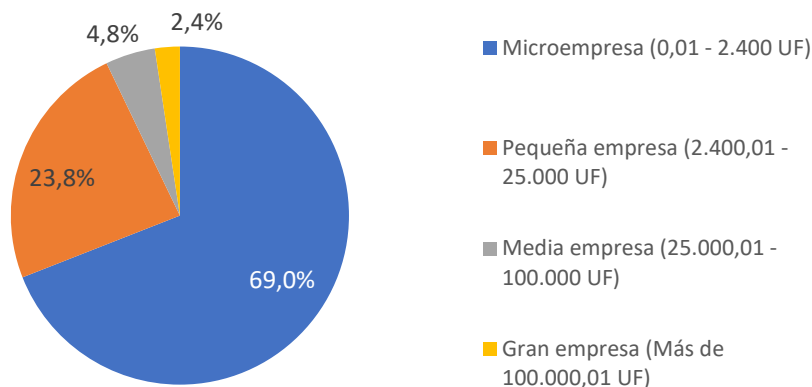
Ilustración 7: Gráfico de torta que muestra el porcentaje de empresas que operan bajo modelo ESCO.



6.3.2 Sección II: Experiencia y alcance

En esta sección se solicita clasificar el tamaño de la empresa proveedora según sus ventas durante el año 2024. Del análisis se observa que el mercado de proveedores de sistemas fotovoltaicos está conformado principalmente por empresas de menor escala: un 69,0% corresponde a microempresas y un 23,8% a pequeñas empresas. Por su parte, las medianas empresas representan un 4,8%, mientras que solo un 2,4% corresponde a grandes empresas, esto se puede ver en la Ilustración 8. En términos generales, estos resultados reflejan que el sector está impulsado mayoritariamente por actores pequeños, dando cuenta de un mercado dinámico y descentralizado, donde predominan empresas con estructuras más acotadas que participan activamente en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

Ilustración 8: Gráfico torta que muestra la distribución de tamaño de las empresas participantes.



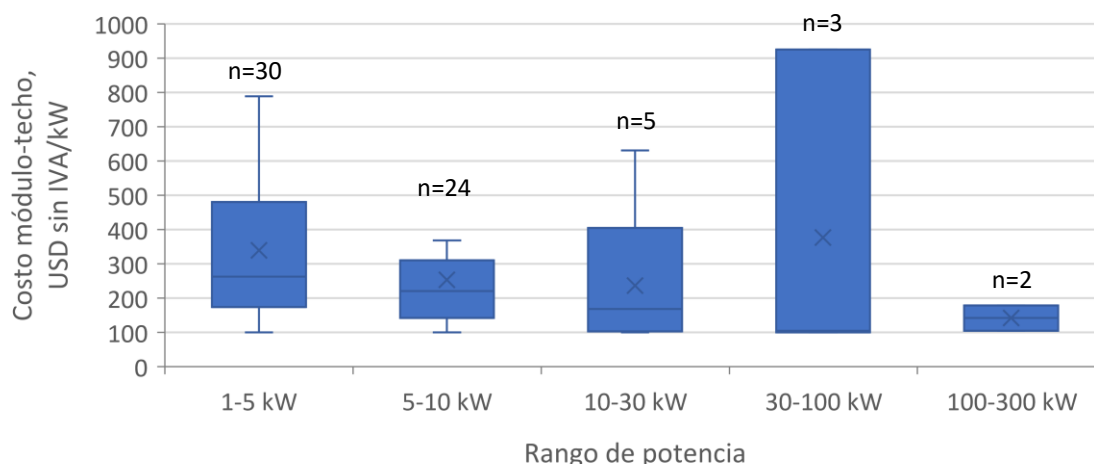
6.3.3 Sección III: Precios por rango de potencia (llave en mano)

En esta sección se presentan los resultados asociados a los precios de sistemas fotovoltaicos bajo modalidad “llave en mano”, segmentados por rango de potencia. La información recopilada permite analizar los costos unitarios (USD/kW) de los principales componentes del sistema; módulos, inversores, materiales eléctricos y de montaje, baterías e instalación, diferenciando entre proyectos en techo y suelo. Asimismo, se incluyen antecedentes sobre experiencia reciente de instalación, cobertura territorial y costos adicionales de transporte por región. Esta estructura se replica para los distintos rangos de potencia considerados, con el objetivo de capturar las variaciones de precio.

Es importante señalar que, tal como se describió en el apartado de validación técnica, se realizaron ajustes a las respuestas recopiladas en la encuesta a fin de eliminar valores atípicos o inconsistencias. Como resultado de este proceso de depuración, el rango 300–500 kW quedó sin datos válidos y el tramo 500 kW–1,5 MW se redujo a una única respuesta, lo que impide su inclusión en análisis estadísticos robustos. Asimismo, para el rango mayor a 1,5 MW no se obtuvieron datos provenientes de la encuesta, por lo que tampoco fue posible incorporarlo en la evaluación. En consecuencia, los gráficos de cajas presentan exclusivamente los rangos con información suficiente y confiable, es decir, hasta el tramo de 100–300 kW. A continuación, se presentan las ilustraciones que sintetizan estos resultados.

i) **Precio de módulos fotovoltaicos en techo por rango de potencia:**

Ilustración 9: Gráfico de costos de módulos fotovoltaicos en techo por rango de potencia.

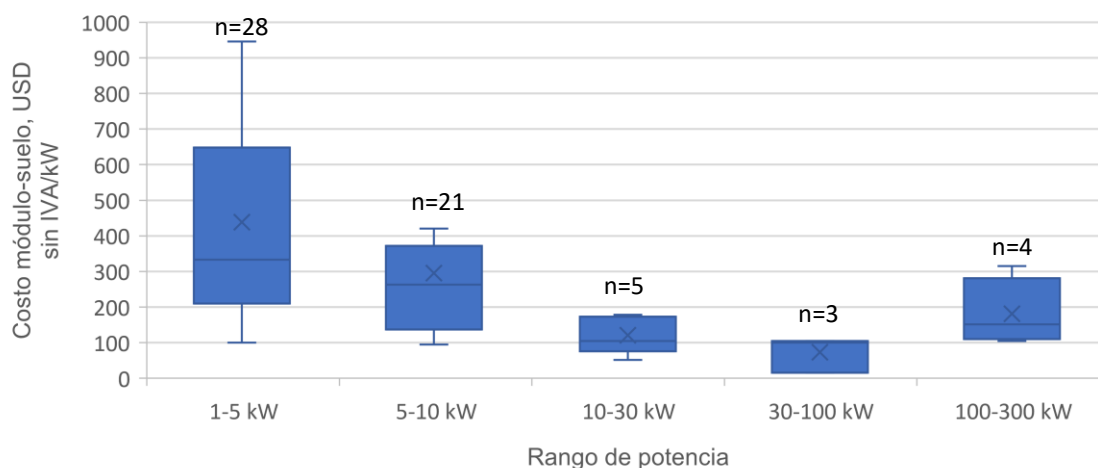


La Ilustración 9 evidencia una tendencia general a la disminución del costo del módulo fotovoltaico por unidad de potencia (USD/kW, sin IVA) a medida que aumenta el tamaño de los sistemas, lo que refleja la presencia de economías de escala en proyectos de mayor capacidad. Los sistemas de menor tamaño (1-5 kW) presentan costos unitarios más altos y una mayor dispersión de valores, mientras que los rangos intermedios (5-10 kW y 10-30 kW) muestran una reducción progresiva en el costo por kW y una distribución más acotada. Si bien los resultados sugieren la presencia de economías de escala, esta interpretación debe asumirse con cautela debido al bajo número de observaciones en algunos rangos de potencia, particularmente $n=6$ en el rango de 10-30 kW, $n=4$ en el de 30-100 kW y $n=5$ en el de 100-300 kW, lo que limita la capacidad de generalizar estos patrones al conjunto del mercado.

Para el rango de 30-100 kW se observa una variabilidad significativa en los precios unitarios, posiblemente asociada a diferencias en condiciones de suministro, diseño o implementación. Por su parte, los sistemas de 100-300 kW presentan los menores costos por kW y una menor dispersión relativa, lo que podría sugerir mayores eficiencias en la adquisición e instalación de módulos en proyectos de mayor escala, sin embargo, como este resultado proviene de un número limitado de respuestas, la interpretación debe realizarse con cautela.

ii) **Precio de módulos fotovoltaicos en suelo por rango de potencia:**

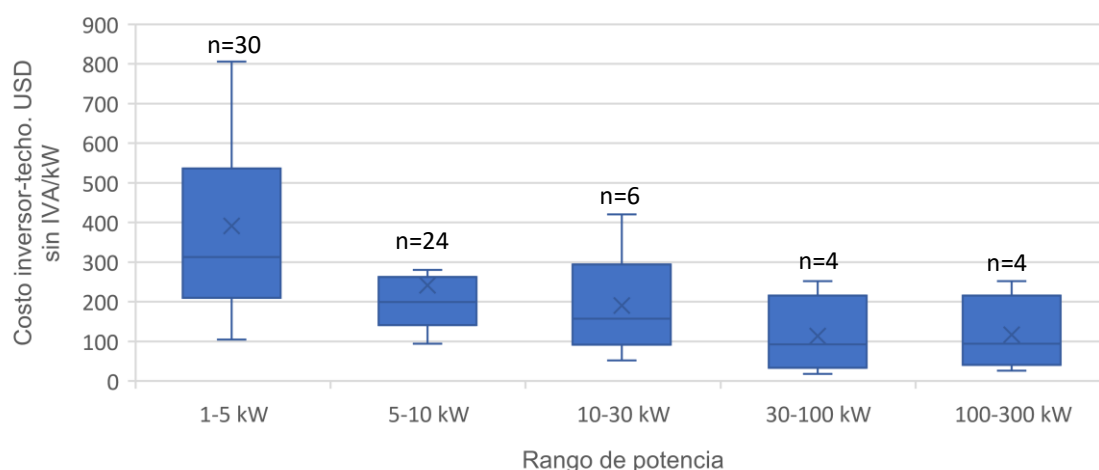
Ilustración 10: Gráfico de costos de módulos fotovoltaicos en suelo por rango de potencia.



Esta Ilustración 10 muestra que, al igual que en sistemas en techo, el costo del módulo fotovoltaico por unidad de potencia (USD/kW, sin IVA) en proyectos en suelo tiende a disminuir a medida que aumenta el tamaño del sistema. Los rangos de menor potencia (1–5 kW) presentan los costos unitarios más altos y una mayor dispersión de valores, lo que refleja variabilidad en condiciones de implementación. A medida que aumenta la escala (5–10 kW y 10–30 kW), se observa una reducción progresiva del costo por kW y una mayor concentración de los datos. En el rango de 30–100 kW se alcanzan los menores costos unitarios, evidenciando eficiencias asociadas a proyectos de mayor tamaño, mientras que entre 100–300 kW se mantiene un nivel relativamente bajo de costos, aunque con cierta dispersión que podría estar asociada a particularidades de diseño, logística o condiciones de ejecución propias de proyectos de mayor escala.

iii) Precio de inversor en techo por rango de potencia:

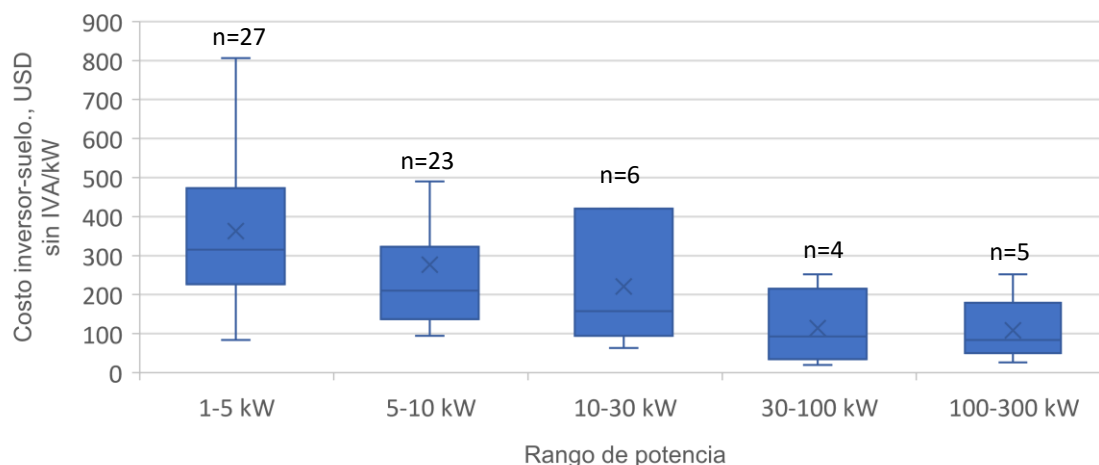
Ilustración 11: Gráfico de costos de inversores en techo por rango de potencia.



En el caso de los inversores para sistemas en techo, la Ilustración 11 muestra una tendencia general a la disminución del costo unitario (USD/kW, sin IVA) a medida que aumenta el rango de potencia del proyecto. Los sistemas de menor tamaño (1-5 kW) presentan los valores más altos y la mayor dispersión, lo que evidencia la variabilidad en las configuraciones utilizadas. A medida que se avanza hacia los rangos superiores, los costos por kW tienden a reducirse y a concentrarse. Si bien en los primeros incrementos de tamaño se observan de manera más clara indicios de economías de escala, en los rangos de mayor potencia los costos tienden a estabilizarse y muestran una menor variabilidad. Además, visualizar que, si bien los tramos superiores exhiben valores unitarios más bajos, esta interpretación debe considerarse con prudencia, ya que responde a un número acotado de observaciones disponibles.

iv) Precio de inversor en suelo por rango de potencia:

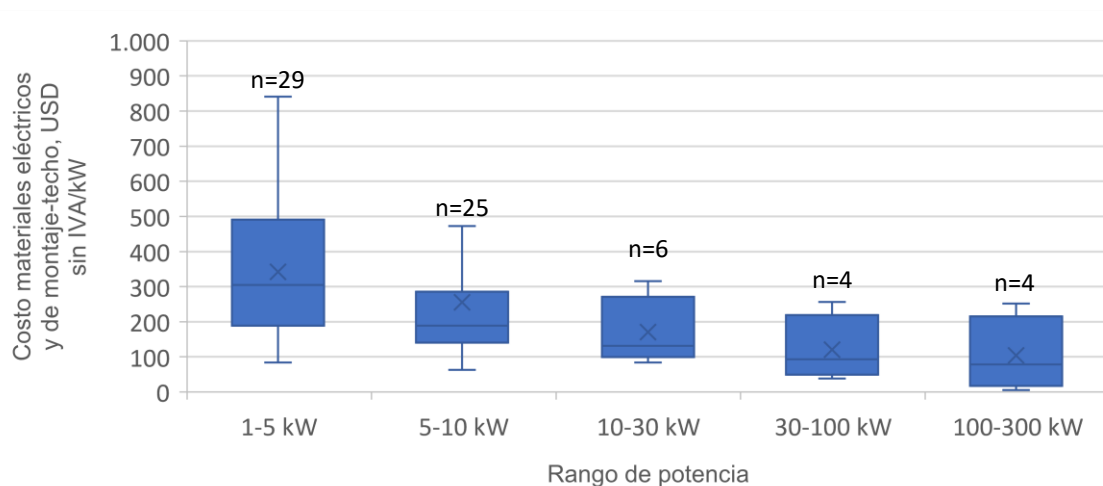
Ilustración 12: Gráfico de costos de inversores en suelo por rango de potencia.



Para los inversores en instalaciones en suelo, se observa igualmente una tendencia general a la disminución del costo unitario (USD/kW, sin IVA) a medida que aumenta el tamaño del sistema. No obstante, esta reducción se aprecia con mayor claridad en los primeros tramos de aumento de capacidad, tendiendo a estabilizarse en los rangos de mayor potencia. Asimismo, se observa que la dispersión de los costos unitarios tiende a incrementarse en los segmentos de mayor tamaño, lo que sugiere una mayor heterogeneidad en los valores reportados para estos rangos de potencia.

v) **Precio de materiales eléctricos y de montaje en techo por rango de potencia:**

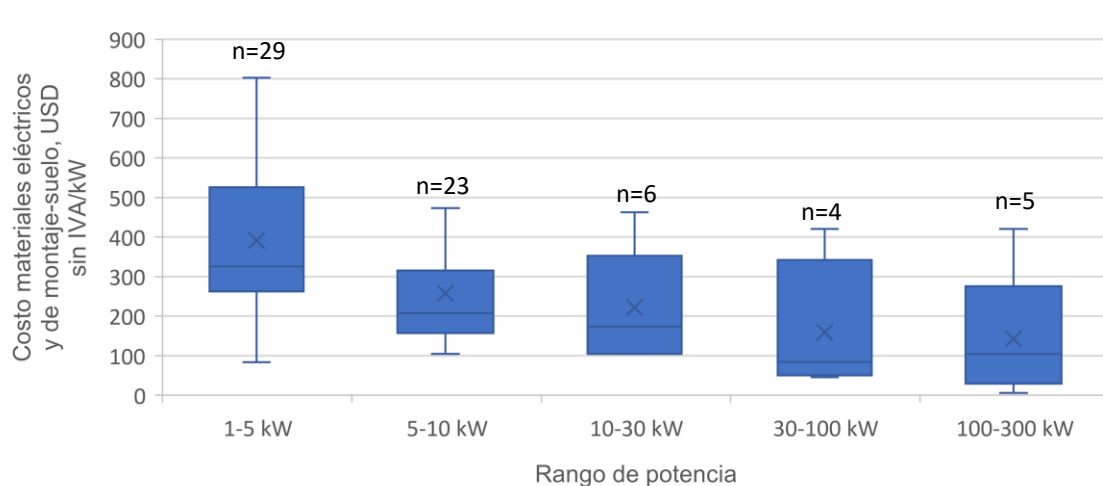
Ilustración 13: Gráfico de costos de materiales eléctricos y de montaje en techo por rango de potencia.



En el caso de los materiales eléctricos y de montaje en instalaciones en techo, los resultados muestran que el costo unitario (USD/kW, sin IVA) tiende a disminuir conforme aumenta el rango de potencia del sistema. Los proyectos de menor tamaño presentan los valores más altos y una mayor dispersión de datos, lo que sugiere diferencias en condiciones de instalación y configuraciones. A medida que se avanza hacia rangos intermedios, se observa una reducción progresiva en los costos, manteniéndose cierta variabilidad entre los valores reportados. En los sistemas de mayor tamaño, si bien los costos por kW continúan siendo más bajos, el tramo de 100-300 kW presenta un rango algo más amplio de valores en comparación con los tramos de 10-30 kW y 30-100 kW, lo que evidencia una mayor heterogeneidad en los datos para este segmento.

vi) **Precio de materiales eléctricos y de montaje en suelo por rango de potencia:**

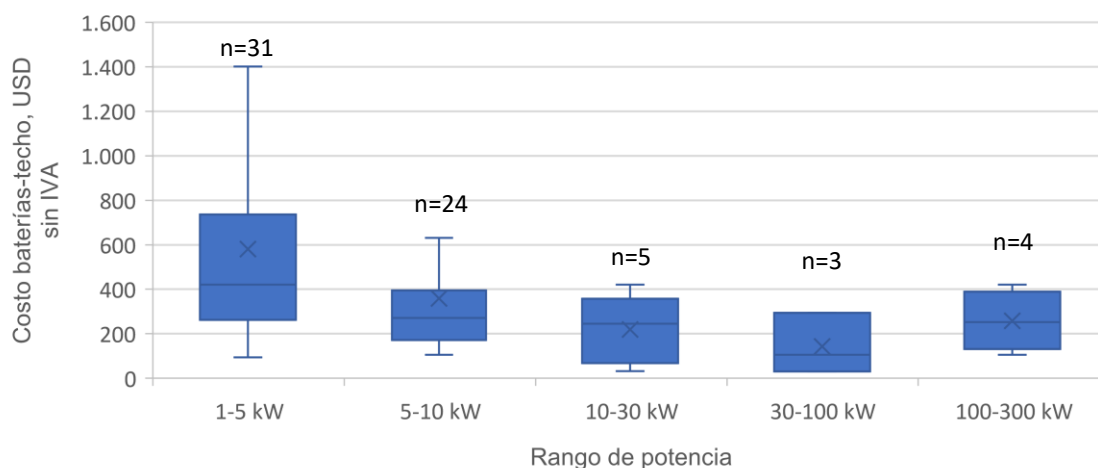
Ilustración 14: Gráfico de costos de materiales eléctricos y de montaje en suelo por rango de potencia.



Para instalaciones en suelo, los costos unitarios de materiales eléctricos y de montaje (USD/kW, sin IVA) presentan una tendencia general a la baja en los rangos de mayor potencia, aunque con comportamientos más heterogéneos que en sistemas en techo. En los proyectos de menor escala, se observan valores más elevados y una amplia dispersión, lo que podría reflejarse en diferencias de condiciones en implementación y logística. En los rangos intermedios, los costos muestran cierta estabilidad, mientras que, en los sistemas de mayor tamaño, se observan valores promedio más bajos por kW. No obstante, en estos tramos también se aprecia una mayor dispersión de los datos, lo que sugiere una mayor heterogeneidad en las condiciones de ejecución de los proyectos. Esta variabilidad podría estar asociada a diferencias en las condiciones de terreno, las soluciones de montaje, la logística y el diseño de los proyectos, factores que potencialmente influyen en los costos de implementación.

vii) **Precio de baterías en techo por rango de potencia:**

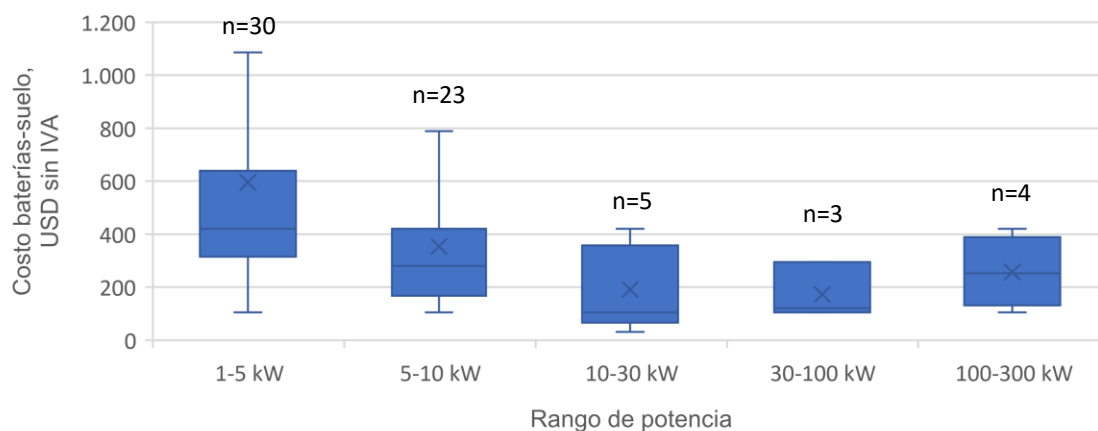
Ilustración 15: Gráfico de costos de baterías en techo por rango de potencia.



En el caso de las baterías para instalaciones en techo, los costos unitarios (USD/kW, sin IVA) muestran una alta variabilidad entre rangos de potencia. En sistemas de menor tamaño, se observan valores elevados y dispersos, lo que puede asociarse a soluciones más personalizadas y a una menor estandarización tecnológica. A medida que aumenta la potencia, los costos tienden a disminuir en los rangos intermedios, evidenciando economías de escala; sin embargo, en los proyectos de mayor tamaño se aprecia un nuevo incremento en los valores reportados. Este comportamiento sugiere que, en escalas mayores, la incorporación de sistemas de almacenamiento puede responder a configuraciones técnicas más complejas o a requerimientos específicos del proyecto, impactando el costo por unidad de potencia.

viii) Precio de baterías en suelo por rango de potencia:

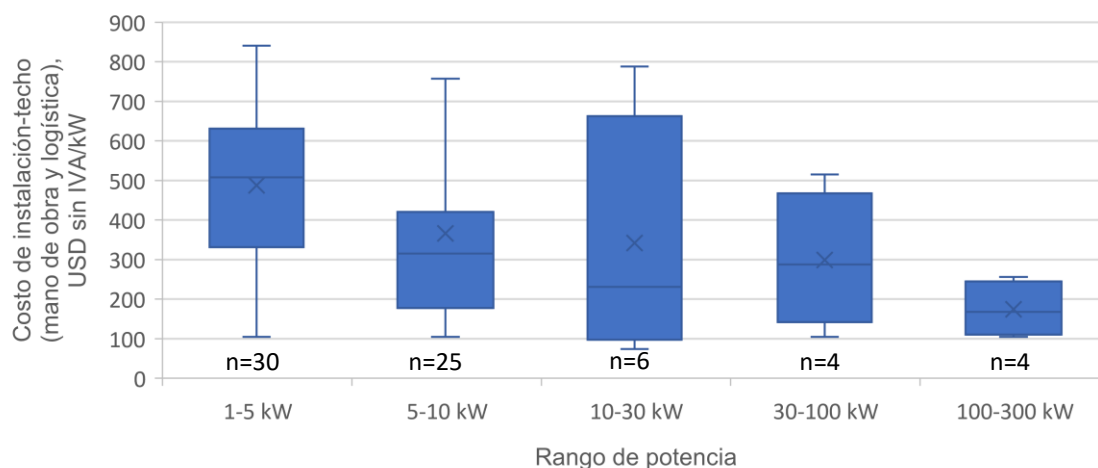
Ilustración 16: Gráfico de costos de baterías en suelo por rango de potencia.



Para instalaciones en suelo, los costos unitarios de baterías (USD sin IVA) presentan un comportamiento similar al observado en proyectos en techo, aunque con menor dispersión en los rangos de 5-10 kW y 30-100 kW, dado que los coeficientes de variación (tabla asociada al gráfico en la hoja “Resumen precios” del **Anexo 3.D Análisis de datos encuesta**) son menores respecto a los sistemas en techo. Los sistemas de menor potencia (1-10 kW) concentran nuevamente los valores más altos y variables, con cifras que van desde los 105 USD hasta los 1.086 USD, reflejando configuraciones menos estandarizadas. En los rangos intermedios, particularmente entre 10–100 kW, se observa una reducción en los costos por unidad de potencia, lo que es consistente con posibles efectos de escala. Cabe destacar que en el rango de 10-30 kW se obtuvieron sólo 5 respuestas mientras que el rango de 30-100 kW sólo 3, por lo que la interpretación de su variabilidad es limitada. En potencias superiores, los valores tienden a estabilizarse e incluso aumentar levemente. Este comportamiento podría estar relacionado con requerimientos técnicos más exigentes o con configuraciones de almacenamiento más complejas, que incluyen mayores capacidades de batería, tecnologías específicas y estrategias operacionales distintas, lo cual influye en el costo final por kW, y que sugiere que la incorporación de almacenamiento en proyectos de mayor tamaño puede responder a requerimientos técnicos específicos o a soluciones de diseño más complejas que inciden en el costo final por kW, además de diferencias en capacidad de almacenamiento, tecnologías utilizadas y estrategias operacionales del sistema.

ix) Precio de instalación (mano de obra y logística) en techo por rango de potencia:

Ilustración 17: Gráfico de costos de instalación en techo por rango de potencia.

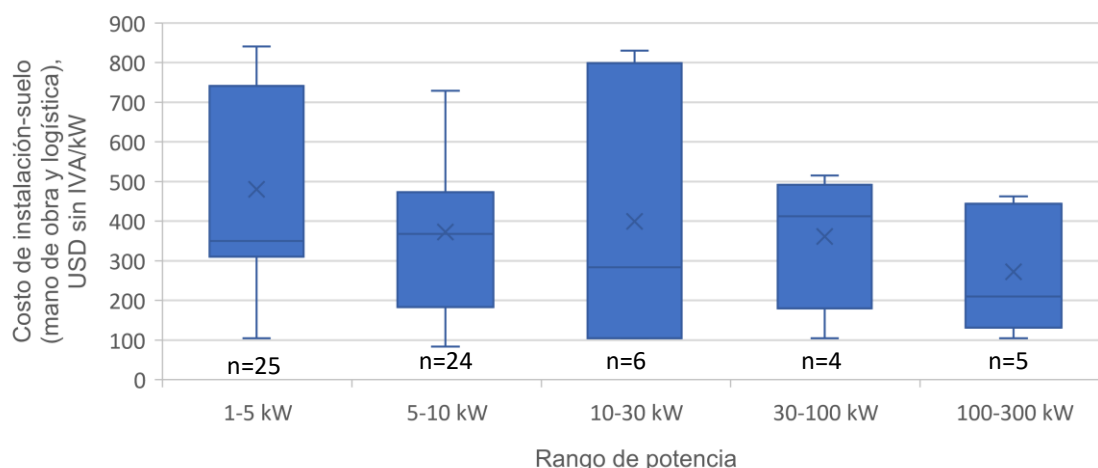


En el caso de los costos unitarios asociados a la instalación (mano de obra y logística) en proyectos en techo, se observa respecto de la mediana de costos una disminución progresiva a medida que aumenta el rango de potencia, lo que evidencia nuevamente efectos de escala. Los sistemas de menor tamaño (1–5 kW) presentan los valores más altos, reflejando que los costos fijos de implementación tienen un mayor impacto relativo en proyectos pequeños. En los rangos intermedios (5–30 kW) los costos tienden a moderarse, aunque aún se aprecia variabilidad entre soluciones. A partir de los 30 kW, los costos continúan disminuyendo y muestran una dispersión aún menor. Este comportamiento sugiere mayores eficiencias operativas en los proyectos de mayor tamaño y refuerza la presencia de economías de escala en los tramos superiores.

x) Precio de instalación (mano de obra y logística) en suelo por rango de potencia:

Para los proyectos en suelo, los costos unitarios de instalación (mano de obra y logística) muestran un comportamiento más heterogéneo entre los distintos rangos de potencia. En los sistemas de menor tamaño (1–5 kW) se mantiene una alta dispersión de valores, lo que sugiere diferencias relevantes en condiciones de ejecución y alcance. En los rangos intermedios, particularmente entre 10–30 kW, se observan valores elevados y con amplia variabilidad, posiblemente asociados a mayores requerimientos de preparación del terreno y obras complementarias. A medida que aumenta la potencia (sobre 30 kW), los costos tienden a estabilizarse, aunque sin evidenciar una reducción tan marcada como en instalaciones en techo, lo que indica que las economías de escala en proyectos en suelo pueden verse parcialmente compensadas por exigencias constructivas propias de este tipo de soluciones.

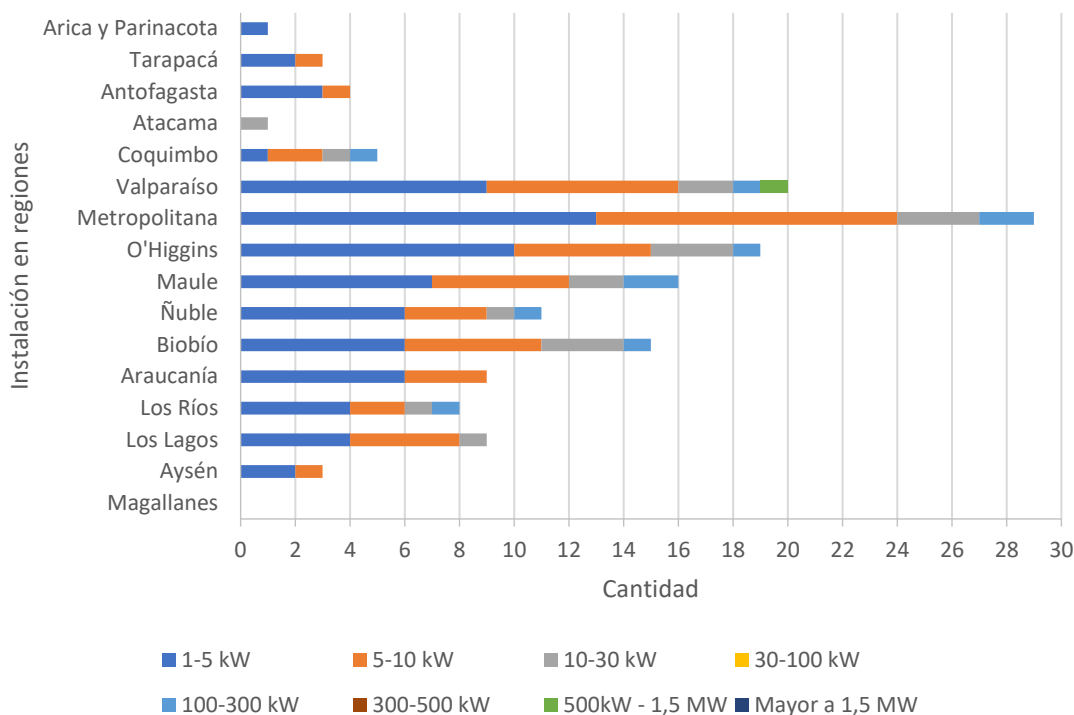
Ilustración 18: Gráfico de costos de instalación en suelo por rango de potencia.



xi) Otras preguntas relacionadas con la sección:

Con respecto a la instalación en regiones, la Ilustración 19 evidencia una concentración significativa de instalaciones fotovoltaicas en las regiones Metropolitana, Valparaíso y O'Higgins, las cuales presentan la mayor cantidad de proyectos dentro de la muestra analizada. En estas regiones se observa presencia de instalaciones en varios rangos de potencia, aunque predominan los sistemas de menor tamaño, particularmente en el tramo de 1-5 kW. En contraste, regiones del extremo norte y sur, como Arica y Parinacota, Tarapacá, Aysén y Magallanes, registran un número reducido de instalaciones en la muestra, principalmente en rangos de pequeña escala. No obstante, esta menor presencia podría estar influida por la representatividad de la muestra, por lo que no necesariamente refleja el nivel real de desarrollo del mercado en dichas regiones. A nivel general, el rango de 1–5 kW se encuentra presente en prácticamente todas las regiones consideradas, concentrando la mayor parte de las instalaciones reportadas. Por su parte, los proyectos de mayor tamaño presentan una presencia limitada en la muestra, sin observarse instalaciones en algunos tramos de potencia superiores, lo que restringe la posibilidad de extraer conclusiones robustas respecto de su distribución territorial. En conjunto, los resultados sugieren una asimetría territorial en la instalación de sistemas fotovoltaicos, observable principalmente en el segmento de pequeña escala, que concentra la mayor parte de los proyectos reportados.

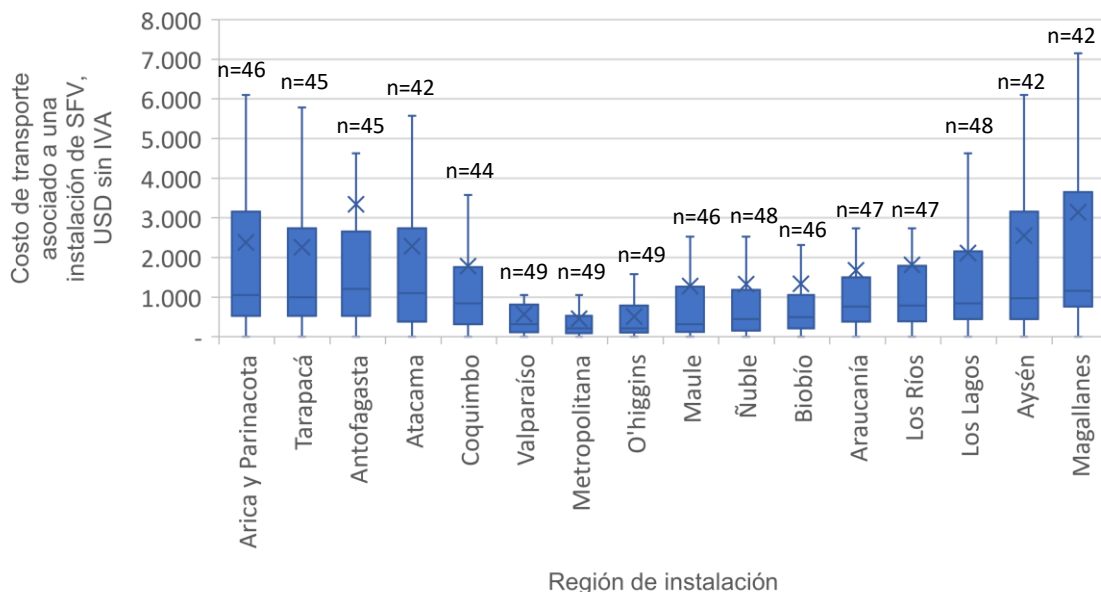
Ilustración 19: Gráfico de instalación de sistemas fotovoltaicos en regiones por rango de potencia.



Esta misma asimetría se refleja en la Ilustración 20 en los costos de transporte asociados a las instalaciones, donde las regiones con menor actividad, particularmente Arica y Parinacota, Tarapacá, Aysén y Magallanes, presentan las medianas más altas, superando en varios casos los 2.000–3.000 USD sin IVA, junto con una dispersión considerable que sugiere condiciones logísticas altamente variables. En contraste, las regiones con mayor concentración de proyectos, especialmente Metropolitana y Valparaíso, muestran costos de transporte significativamente más bajos (entre 500 y 1.000 USD sin IVA) y con menor variabilidad. Asimismo, los resultados evidencian una alta variabilidad de los costos de transporte tanto entre regiones como dentro de ellas, reflejada en elevados coeficientes de variación y amplios rangos de valores reportados, antecedentes que se detallan en el **Anexo 3.D Análisis de datos encuesta**.

Esta relación directa entre localización de proyectos y costos logísticos sugiere que las diferencias territoriales en el desarrollo fotovoltaico no solo dependen de factores de demanda o densidad urbana, sino también de brechas de accesibilidad y costos de transporte, que podrían incidir en el costo unitario de instalación en zonas más aisladas del país.

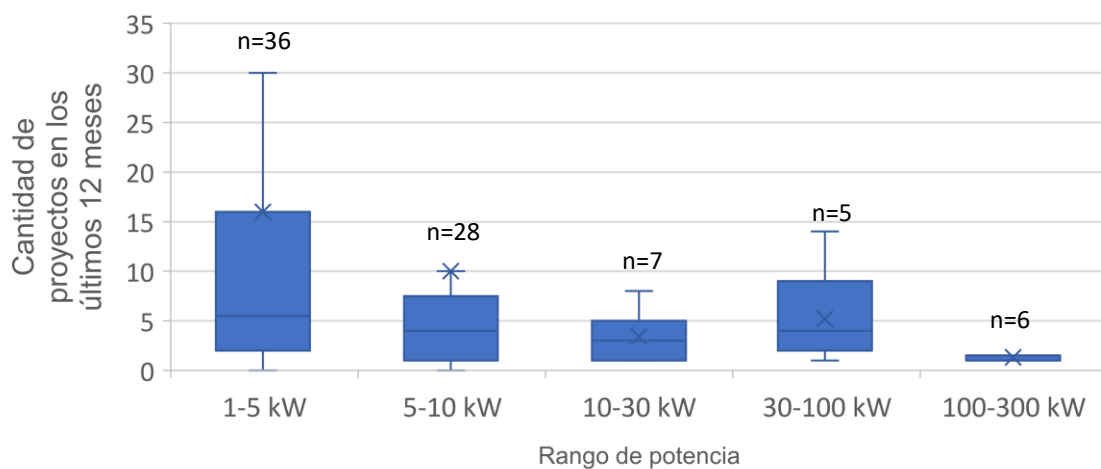
Ilustración 20: Gráfico de costo de transporte asociado a instalación en regiones para todas las potencias.



Asimismo, la distribución de proyectos por rangos de potencia reportada por las empresas en los últimos 12 meses refuerza los patrones ya observados. El gráfico muestra que los sistemas de 1–5 kW concentran la mayor cantidad de proyectos, con una mediana claramente superior al resto y una dispersión amplia, lo que confirma que el mercado nacional sigue siendo fuertemente impulsado por instalaciones residenciales de pequeña escala, especialmente en regiones con menor actividad industrial.

A medida que aumenta la potencia, la cantidad de proyectos disminuye de forma sistemática, con mediana cercana a cero en rangos superiores a 100 kW. Este comportamiento es consistente con la menor intensidad de desarrollo observada en algunas regiones y con la presencia de mayores costos logísticos que podrían desincentivar la implementación de proyectos de mayor tamaño, tal como se muestra en la Ilustración 21. En conjunto, la evolución por potencia sugiere que el despliegue fotovoltaico en Chile continúa concentrándose principalmente en pequeñas instalaciones, mientras que los sistemas de escala media y mayor presentan una menor frecuencia dentro de la muestra analizada.

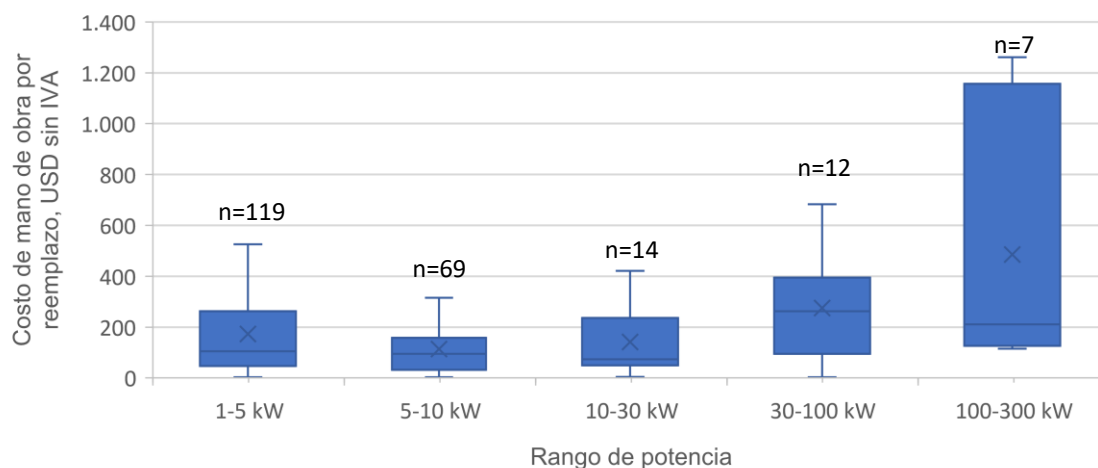
Ilustración 21: Gráfico de cantidad de proyectos en los últimos 12 meses por rango de potencia.



6.3.4 Sección IV: Mantenimiento

La presente sección analiza los costos y requerimientos asociados a las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo en sistemas fotovoltaicos conectados a la red, diferenciando según tipo de instalación (techo y suelo), magnitud del servicio (mantención mayor y menor) y componente específico. Para ello, se presentan comparaciones estructuradas entre instalaciones en techo y suelo, seguidas de un análisis detallado de los costos de mano de obra por componente; inversores, módulos, baterías, tableros y otros elementos eléctricos, además de servicios asociados como la instalación de conductores y cañerías. A continuación, se presentan ilustraciones que ayudan a mostrar los resultados.

Ilustración 22: Gráfico global de costo de mano de obra por reemplazo (suma de inversores, módulos, baterías, tableros y componentes, conductor y cañería).



En el análisis global del costo de mano de obra por reemplazo, que integra las actividades asociadas a reemplazo de inversores, módulos, baterías, tableros, componentes de tablero, conductores por metro lineal y cañerías por metro lineal, Ilustración 22 se evidencia una evolución marcada según el rango de potencia del sistema (Ilustración 22). En los tramos entre 1–5 kW, 5–10 kW y 10–30 kW, los costos se mantienen relativamente acotados, con medianas entre los 74 y 105 USD sin IVA, lo que refleja procedimientos de reemplazo de menor complejidad y cantidad de elementos por sistema. Sin embargo, a partir del rango 30–100 kW se observa un aumento progresivo tanto en la mediana como en la dispersión, consistente con operaciones que requieren más tiempo, mayor número de componentes y cuadrillas con especialización técnica.

El comportamiento más destacado corresponde al rango 100–300 kW, donde los costos presentan un salto significativo, con una mediana cercana a los 210 USD y una dispersión que supera los 1.000 USD sin IVA, reflejando variabilidad en la magnitud de reemplazos y en la interacción entre componentes eléctricos de mayor capacidad. En conjunto, esta distribución confirma que la suma de los costos de mano de obra por reemplazo está fuertemente influida por la complejidad técnica del sistema y la cantidad de componentes involucrados.

Tabla 3: Parámetros estadísticos de los componentes de reemplazo desglosados para todos los rangos de potencia.

Clasificación	Promedio USD	Mínimo USD	Máximo USD	Mediana USD	Desviación USD	Coefficiente de variación %
Inversor	318	32	1.577	237	330	1,04
Módulo	172	16	526	158	116	0,67
Batería	164	21	420	158	99	0,60
Tablero	292	32	1.261	263	240	0,82
Componentes	183	5	683	131	166	0,91
Conductor	53	3	736	21	127	2,38
Cañería	48	4	399	29	73	1,53

El desglose por componente de reemplazo, que se puede apreciar en la Tabla 3, confirma cuáles son los principales impulsores de costo y de variabilidad. Los reemplazos de inversores y de tableros eléctricos, se ubican entre los aportes unitarios más altos y con dispersión elevada, coherente con la mayor complejidad técnica (capacidad de equipos, reconfiguración eléctrica, pruebas y seguridad). Los módulos fotovoltaicos y baterías muestran niveles intermedios y variabilidad moderada, explicables por procedimientos de recambio relativamente estandarizados y tiempos de intervención acotados. En cambio, componentes de tablero, conductor por metro lineal y cañería por metro lineal, poseen una alta variabilidad, por lo tanto, se refleja que el metraje, la complejidad del trazado, el tipo de canalización y las condiciones de accesibilidad inciden fuertemente en el costo final.

Ilustración 23: Gráfico con costos de mantención mayor en techo y suelo.

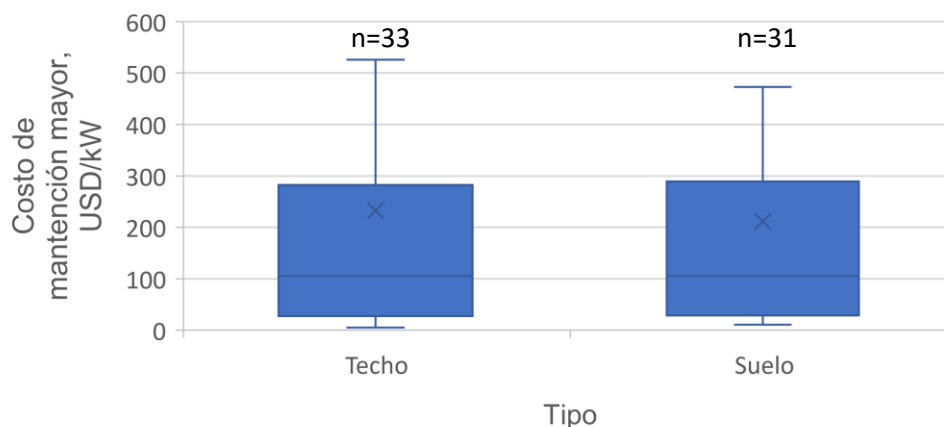
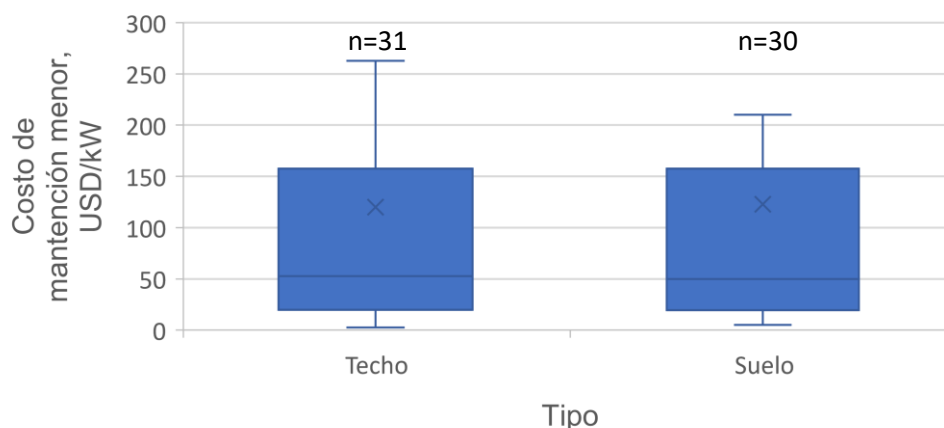


Ilustración 24: Gráfico con costos de mantención menor en techo y suelo.



Con respecto a las mantenciones mayores, la Ilustración 23 muestra que los costos por kW son relativamente similares entre instalaciones en techo y suelo, con medianas cercanas a los 100 USD/kW sin IVA en ambos casos. Sin embargo, la dispersión es considerable, alcanzando valores superiores a los 500 USD/kW, lo que refleja la variabilidad inherente a intervenciones que requieren inspecciones profundas, revisión o recambio de componentes críticos (como inversores, tableros y protecciones) y, en el caso de techo, restricciones adicionales asociadas al acceso, seguridad y manipulación de equipos en altura.

La presencia de valores altos en ambos tipos de instalación es coherente con la naturaleza de las mantenciones mayores, donde la magnitud del trabajo depende de la antigüedad del sistema, la complejidad de la configuración eléctrica y la necesidad puntual de reemplazar o ajustar varios de los elementos analizados previamente (inversor, tablero, componentes internos y tramos de conducción eléctrica).

Por su parte, las mantenciones menores se muestran en la Ilustración 24 y presentan costos más acotados, con medianas en torno a 50 USD/kW, nuevamente con valores muy similares entre instalaciones en techo y en suelo. Estas actividades que incluyen limpieza, revisión visual de módulos, verificación básica de conexiones y ajustes menores, exhiben una dispersión menor en comparación con las mantenciones mayores, aunque igualmente se observan valores extremos que alcanzan 210–260 USD/kW, atribuibles a casos donde las labores de acceso, entorno, preparación del sitio o corrección de pequeñas fallas elevan el tiempo de intervención.

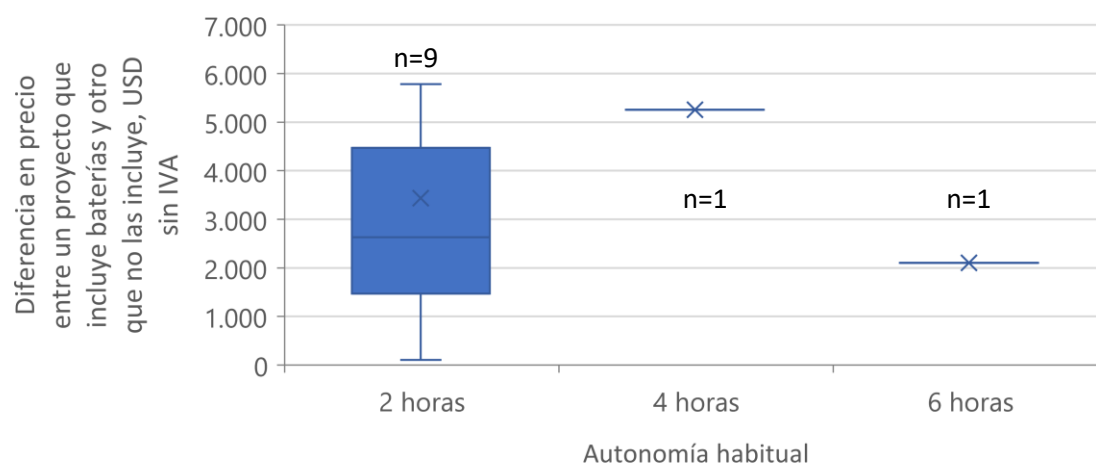
El patrón conjunto de ambos gráficos confirma que, aunque las mantenciones mayores y menores muestran una estructura de costos comparable entre techo y suelo, las mayores concentran la mayor variabilidad y pueden influir significativamente con los costos de reemplazo analizados en la

sección previa, especialmente cuando el estado del sistema obliga a intervenir varios componentes eléctricos o a ejecutar trabajos adicionales de cableado o canalización.

6.3.5 Sección V: Baterías

La presente sección analiza los costos asociados a la incorporación de baterías en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, considerando tanto el precio del subsistema de baterías como su impacto en el costo total del proyecto. Dado que la configuración y capacidad del almacenamiento dependen directamente de la autonomía requerida (expresada en horas), se evalúa la variabilidad de precios para distintas autonomías habituales y se compara la diferencia de costo entre proyectos que incluyen baterías y aquellos que no las consideran.

Ilustración 25: Gráfico que muestra la diferencia en USD entre un proyecto con baterías y uno sin según la autonomía habitual.



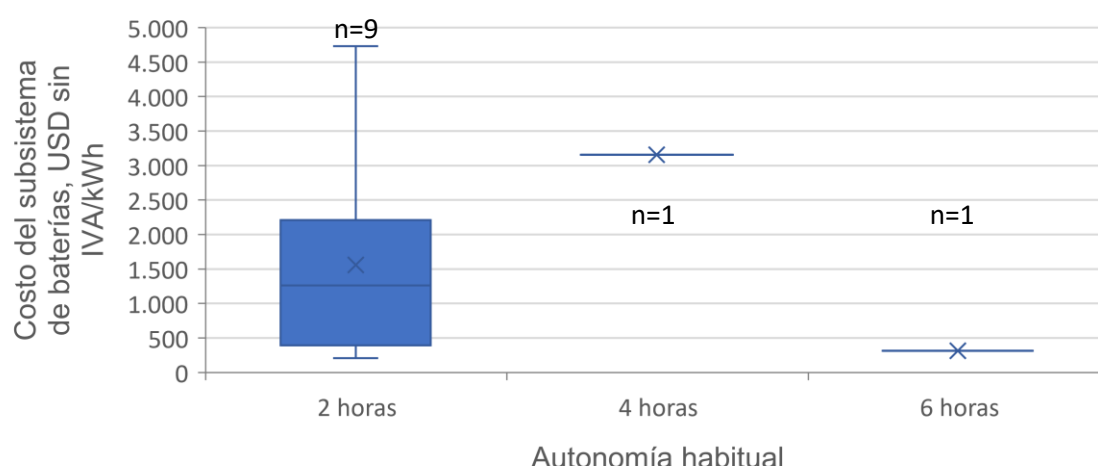
La Ilustración 25 evidencia que la incorporación de baterías introduce un incremento de costo significativo y altamente dependiente de la autonomía requerida. Para sistemas con 2 horas de autonomía, la mediana se sitúa en torno a los 2.500–3.000 USD sin IVA, con una dispersión amplia que supera los 5.500 USD en los valores máximos, reflejando la diversidad de capacidades, químicas de batería (generalmente variantes de litio), configuraciones y soluciones de integración eléctrica ofrecidas por el mercado.

En contraste, las autonomías de 4 horas presentan costos más acotados y con menor variabilidad, concentrándose alrededor de los 5.000–5.500 USD. Por su parte, las autonomías de 6 horas muestran valores inferiores y menos dispersos, entorno a los 2.000 USD. No obstante, estos resultados se basan en un número muy limitado de observaciones, por lo que no es posible extraer conclusiones robustas respecto a patrones de costo o niveles de estandarización para estos rangos.

de autonomía. En este contexto, las diferencias observadas podrían estar influenciadas por configuraciones específicas de los proyectos o por paquetes comerciales particulares que no necesariamente reflejan un comportamiento representativo del mercado.

En conjunto, la tendencia confirma que la inclusión de baterías representa un incremento sustantivo, pero con un grado de variabilidad que depende fuertemente de la autonomía seleccionada.

Ilustración 26: Gráfico que muestra el costo del subsistema de baterías según su autonomía habitual.



La Ilustración 26 del costo del subsistema de baterías por kWh muestra que los sistemas con 2 horas de autonomía presentan una mayor variabilidad, con medianas en torno a 1.200–1.500 USD/kWh y valores que se extienden desde rangos bajos hasta cerca de 4.700 USD/kWh, lo que refleja diferencias en tecnología, capacidad y configuración del sistema de control. En contraste, las soluciones de 4 horas se concentran en torno a los 3.000 USD/kWh y presentan una dispersión limitada en la muestra analizada. Finalmente, las configuraciones de 6 horas muestran un único valor cercano a 500 USD/kWh. No obstante, los resultados observados para autonomías de 4 y 6 horas se basan en un número muy reducido de observaciones, por lo que no es posible extraer conclusiones robustas respecto a niveles de estandarización o patrones de costo para estos rangos. En este contexto, las diferencias observadas podrían estar influenciadas por configuraciones específicas de los proyectos incluidos en la muestra. En conjunto, los resultados sugieren que el costo del almacenamiento no necesariamente escala de manera lineal con la autonomía, aunque esta relación debe interpretarse con cautela dada la limitada representatividad muestral en algunos tramos.

6.3.6 Sección VI: Problemáticas de conexión y tramitación

Los resultados de la encuesta evidencian que las principales dificultades que enfrentan los proveedores en la tramitación de proyectos fotovoltaicos se concentran con un 59% de las respuestas en los tiempos de respuesta de las entidades involucradas, seguidos por un 41% de la existencia de criterios de revisión poco uniformes y exigencias asociadas a plataformas o requisitos administrativos. Estas barreras generan extensiones en los plazos entre la instalación y la puesta en operación de los sistemas, así como reprocesos derivados de rechazos o solicitudes de información adicional.

En el caso específico de la relación con las empresas distribuidoras en los procesos de interconexión y netbilling, se observa que los mayores desafíos se vinculan nuevamente a los tiempos de respuesta con un 48% de las respuestas, seguido por aspectos como requisitos técnicos, agenda de inspección (19%) y puesta en servicio (16%). Estas dificultades pueden traducirse en impactos económicos relevantes para los proveedores, informándose costos adicionales que van desde \$27.000 hasta aproximadamente \$1.500.000 CLP en la mayoría de los casos reportados, aunque algunos participantes señalaron efectos mayores asociados a pérdida de oportunidades comerciales.

Adicionalmente, se identifican problemáticas relacionadas con la falta de estandarización en los procesos, cambios en requisitos, inconsistencias en la información de las distribuidoras y limitaciones en la capacidad de inyección de las redes. No obstante, también se reporta que la magnitud de estas dificultades varía según el proyecto o la zona. En conjunto, estos resultados permiten ver que existen desafíos administrativos y de coordinación que inciden directamente en la ejecución oportuna de los proyectos fotovoltaicos conectados a red.

6.3.7 Sección VII: Pandemia

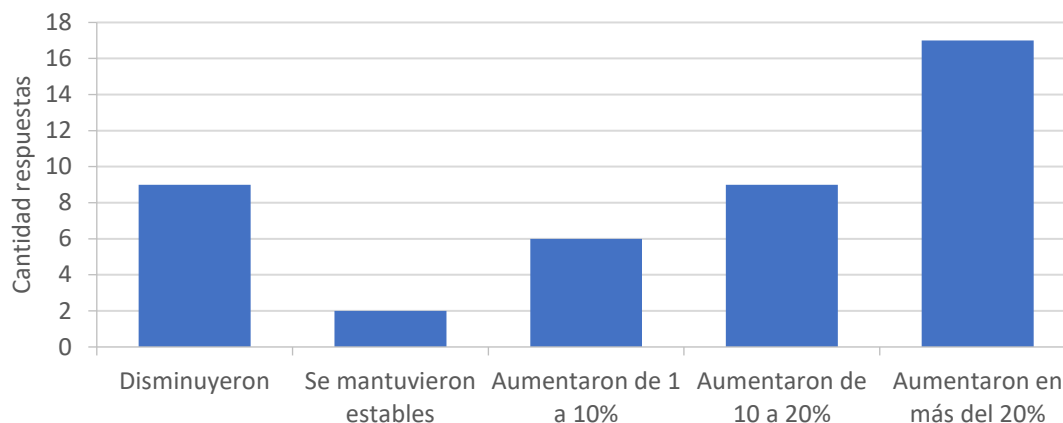
Además del levantamiento bibliográfico presentado en el apartado “Actividad 3.2: Levantar información del impacto que tuvo la pandemia en el mercado” en la página 26, se recopiló información cualitativa y cuantitativa respecto del impacto de la pandemia en el mercado de sistemas fotovoltaicos, mediante preguntas directas incluidas en la encuesta. El objetivo de este bloque informativo fue identificar los efectos más relevantes sobre precios, logística, operación comercial y desafíos específicos del sector durante el período.

Los resultados obtenidos permiten observar patrones consistentes entre proveedores e instaladores, revelando aumentos de costos, retrasos logísticos significativos y alteraciones en la cadena de suministro. A continuación, se presenta un análisis sistemático de los principales hallazgos.

- **Aumento de precio de materiales**

Los encuestados indicaron que los precios de los materiales utilizados en sistemas fotovoltaicos aumentaron significativamente durante la pandemia:

Ilustración 27: Impacto de la pandemia en los precios de los materiales.



El análisis del gráfico muestra que:

- La mayoría de los proveedores reportó aumentos superiores al 20%, siendo esta la categoría con mayor cantidad de respuestas.
- Solo una minoría declaró estabilidad o disminución de precios, lo que refuerza la naturaleza global del impacto

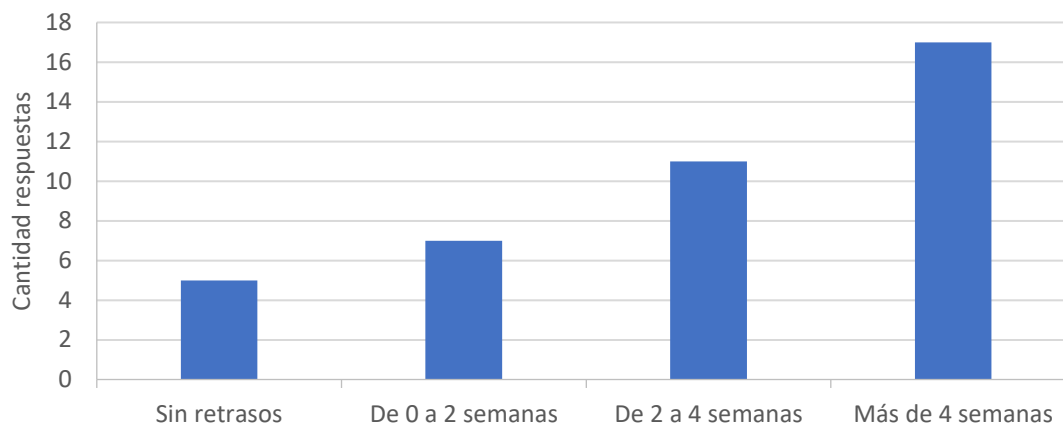
• Retrasos logísticos y tiempos de entrega

Los retrasos logísticos constituyeron una de las afectaciones más relevantes para el sector. La Ilustración 28 evidencia:

- Una mayoría de respuestas indicando retrasos superiores a 4 semanas, lo que sugiere afectación directa en la ejecución de proyectos y cronogramas de instalación.
- Una proporción significativa también reportó retrasos de 2 a 4 semanas, lo cual es coherente con la congestión portuaria y procesos de internación de aduanas durante ese período.
- Solo un pequeño porcentaje de proveedores indicó ausencia de retrasos, lo que confirma que la afectación logística fue generalizada.

Estos retrasos no solo incidieron en los plazos de entrega, sino también en los costos de instalación, ya que la incertidumbre en la cadena de suministro obligó a muchos actores a ajustar precios o replantear sus inventarios.

Ilustración 28: Impacto de la pandemia en los retrasos logísticos.

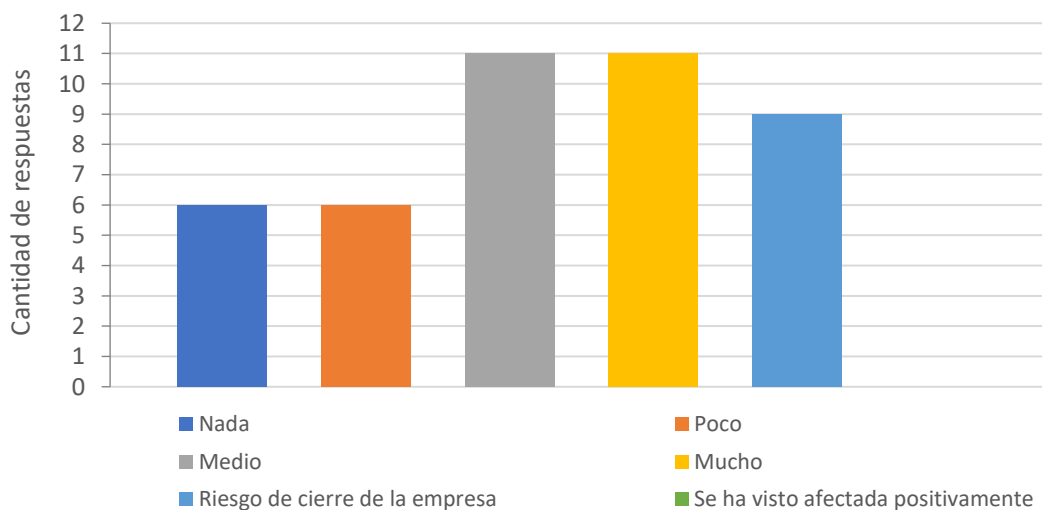


- **Nivel de afectación al negocio**

Otro aspecto importante fue medir la percepción del impacto de la pandemia sobre la actividad comercial de los proveedores. De acuerdo con las respuestas:

- Los niveles de afectación media y alta fueron los más mencionados, evidenciando un impacto significativo en las operaciones.
- Una fracción relevante reportó que el negocio se afectó "mucho" o incluso estuvo en "riesgo de cierre", lo que da cuenta de una presión financiera considerable durante la crisis.
- Solo un grupo menor indicó haber sido "poco" afectado o no haber tenido impacto.

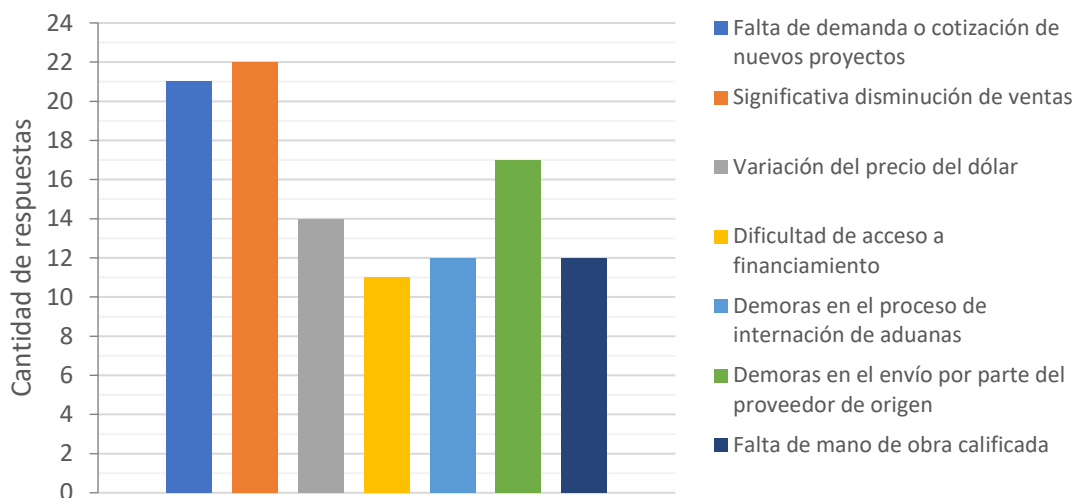
Ilustración 29: Impacto de la pandemia en el nivel de afectación al negocio.



- **Principales desafíos enfrentados**

Los desafíos declarados por las empresas reflejan la complejidad del entorno operacional durante este período. El gráfico muestra que los más frecuentes fueron:

Ilustración 30: Desafíos para las empresas producto de la pandemia.



Estos factores combinados generan un panorama completo de los obstáculos que enfrentó el mercado durante el período crítico y permiten contextualizar los costos y valores que se observaron en la encuesta.

6.4 Actividad 4.1: Comparación entre los distintos rangos de potencia

La distribución de costos para proyectos fotovoltaicos (Ilustración 31 e Ilustración 32 para suelo y techo respectivamente) muestra cómo se descompone el costo total por kW instalado en función del rango de potencia, permitiendo visualizar la contribución relativa de componentes como inversor, materiales eléctricos y de montaje, módulos e instalación⁵. A través de las barras apiladas se evidencia que el costo total por kW tiende a reducirse conforme aumenta el tamaño del sistema, lo que es consistente con economías de escala. Este tipo de visualización facilita comparar la estructura de costos entre categorías de potencia y entender dónde se concentran las principales diferencias técnicas y económicas en sistemas montados directamente sobre terreno.

La reducción en los costos totales por kW se observa tanto en instalaciones en techo como en suelo, aunque con diferencias en su estructura interna. Las instalaciones montadas directamente sobre terreno presentan costos totales más altos, probablemente debido a la necesidad de obras civiles,

⁵ La Ilustración 31 e Ilustración 32 consideran todos los valores individuales recabados, contestados por los encuestados (mide la mediana para módulo, inversor, materiales eléctricos y de montaje, y mano de obra).

preparación del terreno y mayores requerimientos de anclaje, mientras que las instalaciones en techo muestran valores relativamente más bajos. A su vez, la instalación es el componente más variable, con una participación que oscila entre 26% y 60% del costo total según el tipo de montaje y el rango de potencia. En particular, entre 30-100 kW la instalación adquiere un rol más significativo, representando cerca del 50% del costo total en techo y un 60% en suelo. Este incremento ocurre en paralelo con una disminución adicional del costo por kW, reforzando la presencia de economías de escala en estos rangos.

Los módulos representan entre 14% y 29% del costo total, aumentando su participación en los tramos de mayor potencia (100-300 kW), donde las compras a mayor escala permiten reducir el impacto relativo de otros componentes. Los materiales eléctricos y de montaje se mantienen entre 12% y 22%, mostrando menor variabilidad. Finalmente, el inversor registra entre 14% y 24% del total, con mayor participación en los sistemas de menor potencia, lo que coincide con un mayor peso relativo de este componente en instalaciones pequeñas.

Es importante señalar que, aunque la encuesta incluía el rango de 300-500 kW, no se recibió ninguna respuesta para dicho tramo, motivo por el cual no aparece representado en la Ilustración 31 e Ilustración 32. De manera similar, el rango 500–1.500 kW tampoco se incorpora en los gráficos, dado que solo se obtuvo una respuesta, insuficiente para realizar un análisis estadístico adecuado. Por otra parte, el tramo correspondiente a sistemas mayores a 1,5 MW no proviene de datos reportados en la encuesta, sino que fue construido a partir de antecedentes técnicos y referencias externas disponibles; por esta razón, tampoco se considera dentro de las visualizaciones incluidas, ya que no es comparable con los resultados obtenidos directamente mediante el levantamiento de información.

Ilustración 31: Distribución de costos para distintos rangos de potencia de proyectos en suelo.

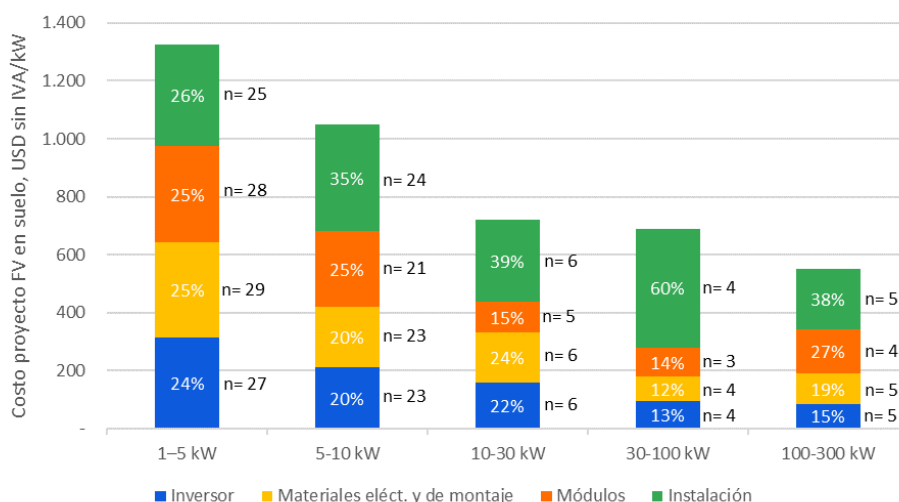
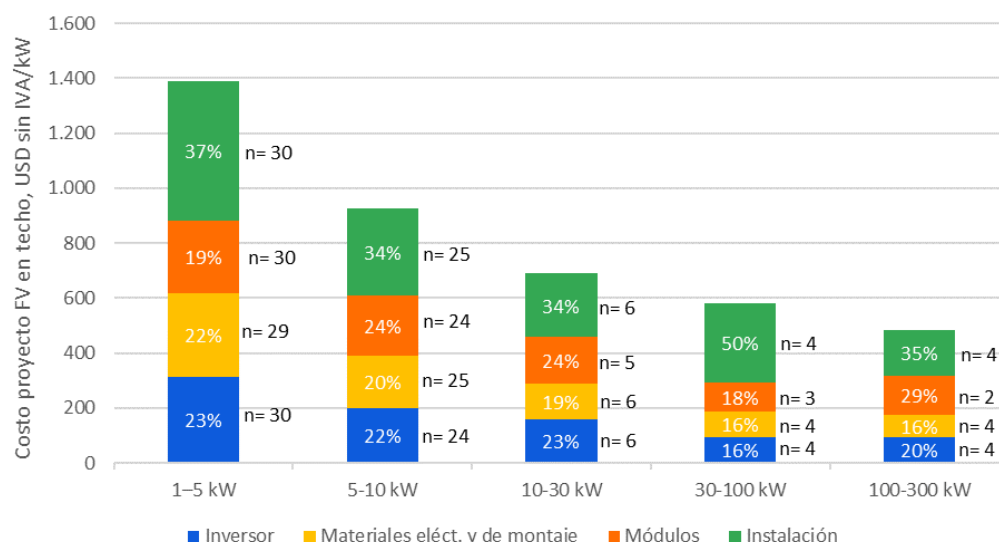


Ilustración 32: Distribución de costos para distintos rangos de potencia de proyectos en techo.



Al analizar los gráficos de cajas correspondientes a proyectos fotovoltaicos en suelo y en techo (Ilustración 33 e Ilustración 34⁶ respectivamente), se observa de manera consistente la presencia de economías de escala evidenciadas en la disminución del costo específico (USD/kW) a medida que aumenta la potencia instalada. Esta tendencia es particularmente clara en los rangos que cuentan con un mayor número de observaciones, especialmente entre 1-5 kW y 5-10 kW, donde la relación inversa entre tamaño del sistema y costo unitario se muestra de forma consistente tanto en instalaciones en suelo como en techo.

Sin embargo, en los tramos de mayor potencia (desde 10-30 kW hasta 500-1.500 kW), la evidencia es más limitada debido al reducido tamaño muestral (“n” entre 2 y 6). Si bien, los valores medianos continúan mostrando una reducción en el costo por kW, estas conclusiones deben interpretarse con cautela, ya que la menor cantidad de datos disminuye la robustez estadística del patrón observado.

No obstante, en los rangos de menor potencia se aprecia una alta dispersión de los costos, particularmente en ambos tipos de instalación, lo que refleja una significativa heterogeneidad en las soluciones tecnológicas adoptadas, configuraciones de diseño, condiciones de sitio y modalidades de implementación. En comparación, los sistemas en suelo presentan, en general, niveles de costos específicos ligeramente inferiores y una menor dispersión relativa en los rangos

⁶ Se presentan los resultados de la encuesta para los rangos de potencia comprendidos entre 1-5 kW y 100-300 kW, donde “n” corresponde al número de respuestas obtenidas en cada rango, donde se consideran los valores individuales sólo si el encuestado respondió con datos para todos los componentes (módulo, inversor, materiales eléctricos y de montaje, mano de obra). Por otra parte, en el caso del rango superior a 1,5 MW, los valores no provienen de la encuesta, sino que fueron recopilados mediante búsquedas de antecedentes y pertinencias (revisar Anexo 3.D.2 Búsqueda de pertinencias).

de mayor potencia, lo que puede asociarse a esquemas más estandarizados y economías de escala más pronunciadas.

En conjunto, estos resultados coinciden con lo reportado en los informes previos del Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos, confirmando que la reducción de costos al aumentar la escala sigue siendo un comportamiento estructural y estable del mercado, tanto para instalaciones en suelo como en techo.

Ilustración 33: Costo para distintos rangos de potencia de proyectos en suelo.

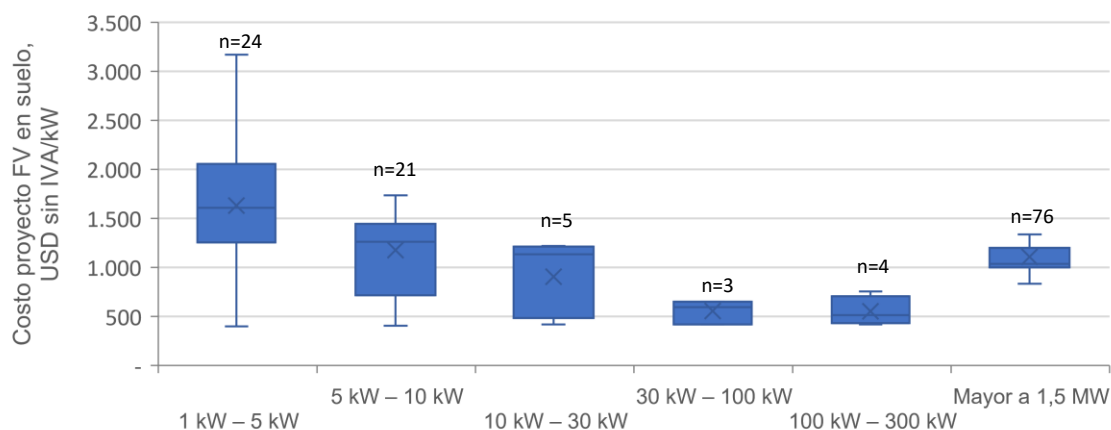


Ilustración 34: Costo para distintos rangos de potencia de proyectos en techo.

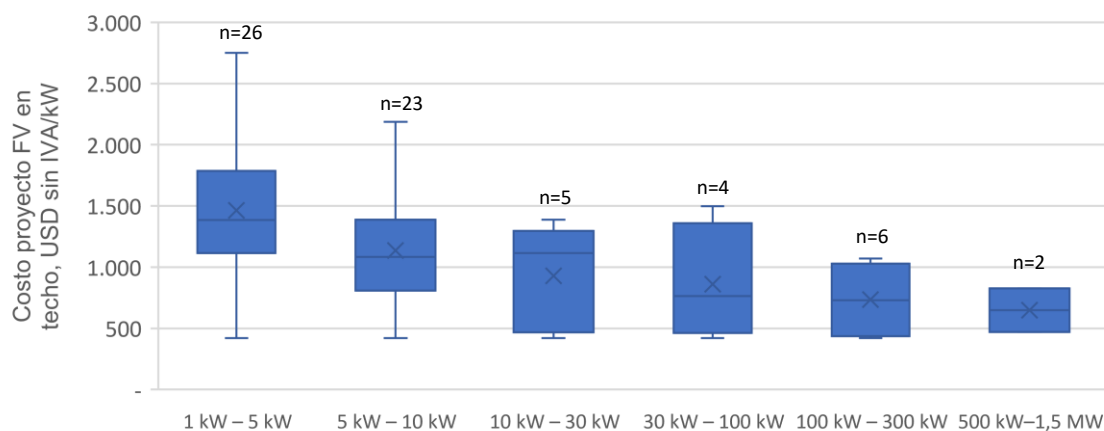


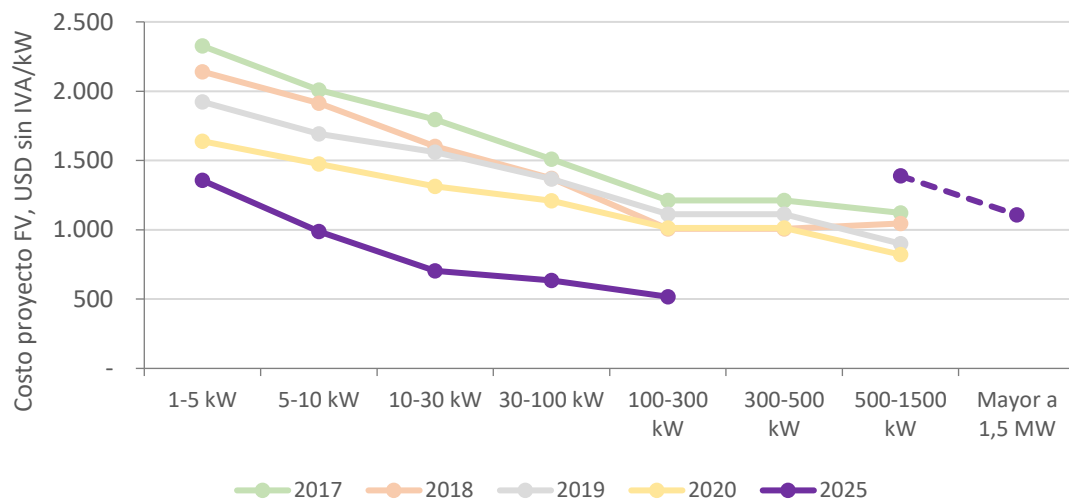
Tabla 4: Costo de proyectos llave en mano por rango de potencia 2025 en USD, sin IVA.

Rango de potencia	USD/kW			
	Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo
1-5 kW	1.544	1.429	399	3.168
5-10 kW	1.156	1.104	405	2.579
10-30 kW	917	1.124	420	1.387
30-100 kW	730	596	420	1.497
100-300 kW	661	532	420	1.069

Por otra parte, la comparación entre los años 2017, 2018, 2019, 2020 y 2025 presentada en la Ilustración 35 confirma una disminución sostenida de los costos fotovoltaicos en Chile, en línea con las reducciones observadas a nivel global en este mercado. Al analizar la magnitud de estas reducciones por rango de potencia, se observa que los mayores descensos se concentran en los sistemas de pequeña y mediana escala, particularmente en los rangos del 5-10 kW y 10-30 kW, donde la caída en los valores promedio de sistema en techo y suelo es más pronunciada respecto a los años anteriores. En términos generales, los valores promedio correspondientes a 2025 se sitúan sistemáticamente por debajo de los registrados entre 2017 y 2020 en casi todos los rangos de potencia. La excepción observada en el rango de 500-1500 kW no permite establecer una comparación robusta con los períodos previos, dado que en la encuesta 2025 se obtuvo una sola respuesta para dicho intervalo, lo que limita su representatividad estadística y aconseja interpretar este resultado con cautela.

Finalmente, el último rango (Mayor a 1,5 MW) no formaba parte de los análisis desarrollados en las versiones anteriores del Índice de Precios de Sistemas Fovoltaicos, por lo que se incorpora únicamente como información complementaria y no como un resultado comparable con las series históricas del estudio, dado que los valores no provienen de la encuesta, sino que fueron recopilados mediante búsquedas de antecedentes y pertinencias, revisar **Anexo 3.D.2 Búsqueda de pertinencias**.

Ilustración 35: Comparación del índice de precios promedio de los últimos años (promedio de sistemas de techo y suelo).



Por último, se observa que los resultados obtenidos en la encuesta de 2025 presentan una estructura de costos y una tendencia de precios coherentes con lo reportado en el Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos 2020 del Ministerio de Energía, cuya metodología también se basa en el levantamiento de precios a proveedores e instaladores y considera costos “llave en mano” sin IVA por rangos de potencia.

A continuación, se presenta la variación porcentual del índice de precios entre 2020 y 2025:

Tabla 5: Variación del índice de precios entre 2020 y 2025 (USD sin IVA/kW).

Rango de potencia	2020	2025	Diferencia %
1-5 kW	1.639	1.356	-17%
5-10 kW	1.475	987	-33%
10-30 kW	1.314	704	-46%
30-100 kW	1.209	635	-47%
100-300 kW	1.013	517	-49%
300-500 kW	1.013	-	-
500-1500 kW	821	1.389	69%
Mayor a 1,5 MW	-	1.108	-

La 5 muestra la variación porcentual del índice de precios entre 2020 y 2025, evidenciando una disminución significativa en casi todos los rangos de potencia analizados. Los sistemas pequeños y medianos presentan las caídas más pronunciadas: el tramo 5-10 kW registra una reducción cercana al 50%, mientras que los rangos 10-30 kW, 30-100 kW y 100-300 kW muestran descensos aún más drásticos, superiores al 85%, lo que refleja la fuerte disminución del costo específico por kW en estos segmentos durante el período.

Esta tendencia es coherente con la evolución observada en el mercado, en el que la reducción del precio de los módulos y la optimización de procesos han generado costos considerablemente más bajos en proyectos de mayor escala. Por otro lado, el rango 1-5 kW presenta una disminución más moderada (-21%), probablemente asociada a la mayor variabilidad y menor economía de escala en instalaciones residenciales.

En contraste, el tramo 500-1.500 kW muestra un incremento del 41%, resultado que debe interpretarse con cautela, ya que este segmento tuvo sólo una respuesta durante el presente estudio. Finalmente, cabe recordar que en 2020 no se estudió el rango mayor a 1,5 MW, mientras que en este estudio no se recopilaban respuestas para el tramo 300-500 kW, por lo que ambos no son comparables dentro de esta tabla y deben interpretarse únicamente como información complementaria.

En comparación con dicho índice, donde los módulos representaban cerca de un 33% del costo total en sistemas menores a 300 kW y la instalación cerca de un 27%, los datos 2025 evidencian un cambio significativo en la composición relativa: la contribución de los módulos disminuye de manera importante, situándose entre un 14% y 29% según rango, mientras que la instalación adquiere un mayor peso dentro del costo total, posiblemente debido al aumento del costo de mano de obra por reformas laborales.

6.5 Actividad 4.2: Recomendaciones y lineamientos

El desarrollo del índice de precios se fundamentó en un enfoque participativo y sistemático, diseñado para recopilar información confiable sobre los costos asociados a componentes y servicios del sector fotovoltaico. Para ello, se elaboró una encuesta técnica especializada que permitió obtener datos representativos y comparables, esenciales para la construcción del índice y la caracterización del mercado.

Como parte del proceso, se organizó una reunión virtual con instaladores y proveedores, cuyo objetivo fue incentivar la participación, resolver dudas técnicas y explicar la relevancia del estudio. Estas instancias se complementaron con un seguimiento continuo mediante correos electrónicos y llamadas telefónicas, asegurando la calidad y completitud de las respuestas.

Sin embargo, tal como se observó en las secciones anteriores, fue complejo poder alcanzar la muestra esperada y se debió recurrir a actividades complementarias que permitieran construir un índice de precios representativo.

En base a los comentarios realizados por vía telefónica y en los formularios, se observó reticencia de los proveedores a completar la encuesta. Este comportamiento se relaciona con diversos factores que influyeron directamente en el nivel de participación y en el grado de completitud de las respuestas. Entre los aspectos más relevantes se identifican:

- **Desgaste asociado a estudios previos:** encuestas de características similares en instancias anteriores. Esto generó una sensación de reiteración del mismo estudio, provocando fatiga y reduciendo su disposición a colaborar nuevamente.
- **Extensión percibida como excesiva:** La longitud del cuestionario fue señalada como un elemento desmotivador que afectó directamente la calidad y cantidad de información recolectada.
- **Percepción de competencia con la entidad ejecutora del estudio:** en ciertos casos, los proveedores manifestaron que la empresa encargada de realizar el estudio podría ser percibida como un competidor directo dentro del mercado fotovoltaico. Esto generó desconfianza respecto a la entrega de información sensible, lo que derivó en dos efectos: la negativa directa a participar o, alternativamente, la entrega de datos deliberadamente incorrectos o no representativos (por ejemplo, formularios completados con valores “1” en todos los campos).

De esta forma, se presentan a continuación algunas recomendaciones que creemos puede mejorar el proceso de estudios similares en un futuro:

1. **Difusión anticipada y clara:** Informar con anticipación los objetivos, beneficios y alcance del estudio, utilizando canales digitales y presenciales para maximizar la convocatoria. Se

recomienda difundir la información a través de sitios oficiales como el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en segmentos visibles.

2. **Credibilidad en la convocatoria:** Enviar la invitación desde un correo institucional del Ministerio de Energía para reforzar la credibilidad. Incluir en copia a la empresa ejecutora del estudio para garantizar transparencia y facilitar la coordinación.
3. **Diversificación de canales de difusión:** No limitar la comunicación a correos electrónicos. Incorporar redes profesionales como boletines gremiales, webinars y plataformas oficiales para ampliar la cobertura y garantizar que la información llegue a todos los actores relevantes.
4. **Incentivos para la participación:** Diseñar mecanismos para motivar la participación, considerando que la respuesta es voluntaria. Los incentivos pueden ser intangibles (reconocimiento público, certificaciones de participación, beneficios reputacionales) o tangibles (descuentos en capacitaciones, acceso a información técnica exclusiva).
5. **Ampliar la base de datos:** Crear y mantener un registro actualizado de proveedores e instaladores del sector fotovoltaico, lo que facilitará futuras convocatorias y garantizará representatividad.
6. **Sistematización de información existente:** Utilizar la información de programas e iniciativas públicas tales como la *Iniciativa Techos Solares 2.0* para la construcción de índices de precios para rangos de bajas potencias, haciendo uso de la información de la licitación de las iniciativas, cantidad de proyectos y potencias instaladas, pudiendo solicitar a los oferentes la apertura de costos según las categorías definidas en el presente estudio. La utilización de información de este tipo de iniciativas que se repiten periódicamente en diferentes comunas y años permitiría disponer de un precio de referencia para potencias de 1-5 kW de forma recurrente.
7. **Analizar fuentes de información directa:** Evitar tener que recurrir a la buena voluntad de los proveedores para la construcción de índices de precios. Utilizar instancias como declaración de TE4 y solicitar el precio general del proyecto o un desglose por los principales componentes al cliente final.
8. **Evaluar pertinencia:** disponer un portal abierto de forma permanente que permita recopilar resultados continuamente, y a su vez que permita ajustar los periodos de análisis de forma sencilla a través de alguna herramienta tecnológica que vaya actualizando los datos en tiempo real. Considerar también que se deben solicitar valores en CLP para luego internamente trabajarlos en CLP/kW.

Asimismo, se recomienda elaborar una presentación final dirigida a los participantes interesados, en la que se expongan los resultados obtenidos, las conclusiones del estudio y las oportunidades de mejora identificadas. Esta instancia tiene como objetivo cerrar formalmente el proceso, confirmar a los proveedores que sus aportes fueron considerados y, además, ofrecer un espacio para recoger sugerencias que contribuyan a perfeccionar la metodología en futuras aplicaciones.

7 Conclusión

El estudio realizado constituye una base referencial para la evaluación y caracterización del mercado de proveedores de sistemas fotovoltaicos instalados en Chile.

Se consolidó un universo de 388 registros únicos de instaladores y empresas proveedoras de sistemas fotovoltaicos, validados a través de diversas fuentes oficiales y complementarias, tales como la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Agencia de Sostenibilidad Energética, el Programa de Techos Solares Públicos y el Programa Casa Solar. Una parte significativa de estos instaladores ha presentado el formulario TE-4, asegurando su capacidad técnica y cumplimiento de los requisitos. Luego de la encuesta realizada se obtuvo la respuesta de 44 instaladores, que permitió alcanzar un nivel de aceptación estadística con un margen de error del 11,7% y un nivel de confianza del 90%.

La metodología adoptada contempló la aplicación de la encuesta digital mediante Google Forms, acompañada de un plan de seguimiento escalonado, que considera la verificación de los correos electrónicos, cartas de invitación, recordatorio y agradecimiento con el objetivo de maximizar la tasa de respuesta y garantizar la calidad y consistencia de la información recopilada. Se elaboró una carta formal de invitación dirigida a los instaladores, validada por la contraparte técnica de la Subsecretaría de Energía destacando el carácter confidencial de la información y ofreciendo como incentivo la posibilidad de incorporar el logo de la empresa participante en la publicación final del índice.

La encuesta se constituyó de ocho secciones temáticas: datos del proveedor, experiencia y alcance, precios por rango de potencia, mantenimiento, almacenamiento con baterías, problemáticas de conexión, efectos de la pandemia y comentarios finales. Para incrementar la participación, se implementó un plan de seguimiento escalonado, que incluyó jornadas virtuales informativas, recordatorios en distintos hitos temporales, llamadas telefónicas y una carta de agradecimiento final.

Con base en el levantamiento de información realizado, se obtuvieron 74 datos de costos distribuidos entre los distintos rangos de potencia. Sin embargo, se observó que en los rangos de mayor potencia la cantidad de respuestas es significativamente menor o inexistente, lo que reduce su representatividad estadística en comparación con los segmentos residenciales y comerciales de menor escala, donde la participación fue considerablemente más alta.

En consecuencia, puede inferirse que esta metodología no logró llegar a empresas de gran tamaño, ya que la mayoría de las respuestas obtenidas corresponden principalmente a micro y pequeñas empresas.

Con los resultados obtenidos fue posible analizar la estructura de costos por componentes, donde la descomposición del costo total por kW instalado muestra variaciones con respecto a los rangos de potencia, evidenciando una tendencia a la disminución en el costo. Si bien, el costo total por kW

disminuye con el aumento de potencia, los componentes no escalan de la misma manera. Por ejemplo, mientras el inversor reduce su peso relativo desde cerca de un 24% en sistemas pequeños (1-5 kW) a alrededor de 16% en sistemas mayores, la instalación muestra el comportamiento opuesto: pasa de aproximadamente 26-37% en los tramos pequeños a valores que alcanzan el 50% en techo y cerca del 60% en suelo en el rango de 30-100 kW. En contraste, los módulos aumentan su participación en los sistemas de mayor tamaño, llegando a cerca del 30% en el tramo de 100-300 kW. Estos ejemplos reflejan que cada componente responde de manera distinta al incremento de escala, lo que explica por qué la estructura de costos no se reduce de forma homogénea entre categorías. Cabe señalar que los rangos de 300-500 kW y de 500-1.500 kW no pudieron ser analizados de forma representativa debido a la ausencia o insuficiencia de respuestas en la encuesta.

En términos de costos totales del proyecto, el análisis muestra una disminución del costo específico (USD/kW) a medida que aumenta la potencia instalada, lo que sugiere la presencia de economías de escala tanto en sistemas sobre suelo como en techo. Esta tendencia es más clara y robusta en los rangos que cuentan con un mayor número de observaciones, principalmente entre 1-5 kW y 5-10 kW, donde la relación entre mayor escala y menores costos se aprecia de manera estable. No obstante, en los tramos superiores la evidencia debe interpretarse con cautela, ya que el número reducido de datos y la mayor dispersión reflejan particularidades propias de proyectos de mayor complejidad técnica.

Aun así, la tendencia global se mantiene en la mayoría de los rangos analizados y se alinea con lo observado en versiones previas del índice, confirmando que la reducción del costo unitario en proyectos de mayor tamaño continúa siendo un comportamiento estructural del mercado fotovoltaico nacional.

Finalmente, la comparación entre los índices de precios de 2020 y 2025, confirma una reducción sustantiva del costo específico de los sistemas fotovoltaicos en la mayoría de los rangos de potencia, especialmente en los segmentos entre 5 kW y 300 kW, donde las disminuciones superan el 50% y alcanzan valores cercanos al 90%. Esta evolución refleja no solo la baja sostenida en el precio de los módulos, sino también mejoras tecnológicas, mayor madurez del mercado y eficiencias en el desarrollo de proyectos. Al mismo tiempo, se evidencia un cambio en la estructura de costos, donde los módulos pierden participación relativa frente a la instalación, que adquiere mayor peso dentro del costo total, particularmente en sistemas de mayor escala. Si bien algunos rangos presentan limitaciones de representatividad muestral que deben ser considerados en su interpretación, la tendencia general observada es consistente con el comportamiento esperado del mercado y con los resultados de estudios previos, consolidando la validez del índice desarrollado como una referencia actualizada para caracterizar la evolución de los costos de implementación de sistemas fotovoltaicos en Chile.

En conjunto, estos resultados permiten interpretar que el mercado fotovoltaico nacional se encuentra en una etapa de mayor madurez, en la cual los costos dependen cada vez menos del valor

individual de los equipos y más de los procesos asociados al diseño, ejecución y gestión de los proyectos. Asimismo, la convergencia observada en los costos unitarios entre sistemas de distinta escala sugiere una reducción progresiva de las brechas tecnológicas y operativas del sector, reflejando prácticas más estandarizadas y eficientes. Integrar estas tendencias en la lectura global del índice fortalece la coherencia del cierre y contribuye a una comprensión más profunda del comportamiento actual del mercado y de los factores que seguirán influyendo en su evolución.

8 Anexos

- Anexo 1.A Instaladores y proveedores SSFV
- Anexo 2.A Carta para fomentar la participación de los proveedores
- Anexo 2.B Encuesta técnica SSFV
- Anexo 2.C Carta de recordatorio encuesta
- Anexo 2.D Carta de agradecimiento proveedores
- Anexo 2.E Carta Gantt
- Anexo 2.F Presentación final
- Anexo 3.A Desglose por componente de SSFV
- Anexo 3.D Análisis de datos encuesta
- Anexo 3.D.2 Búsqueda de pertinencias