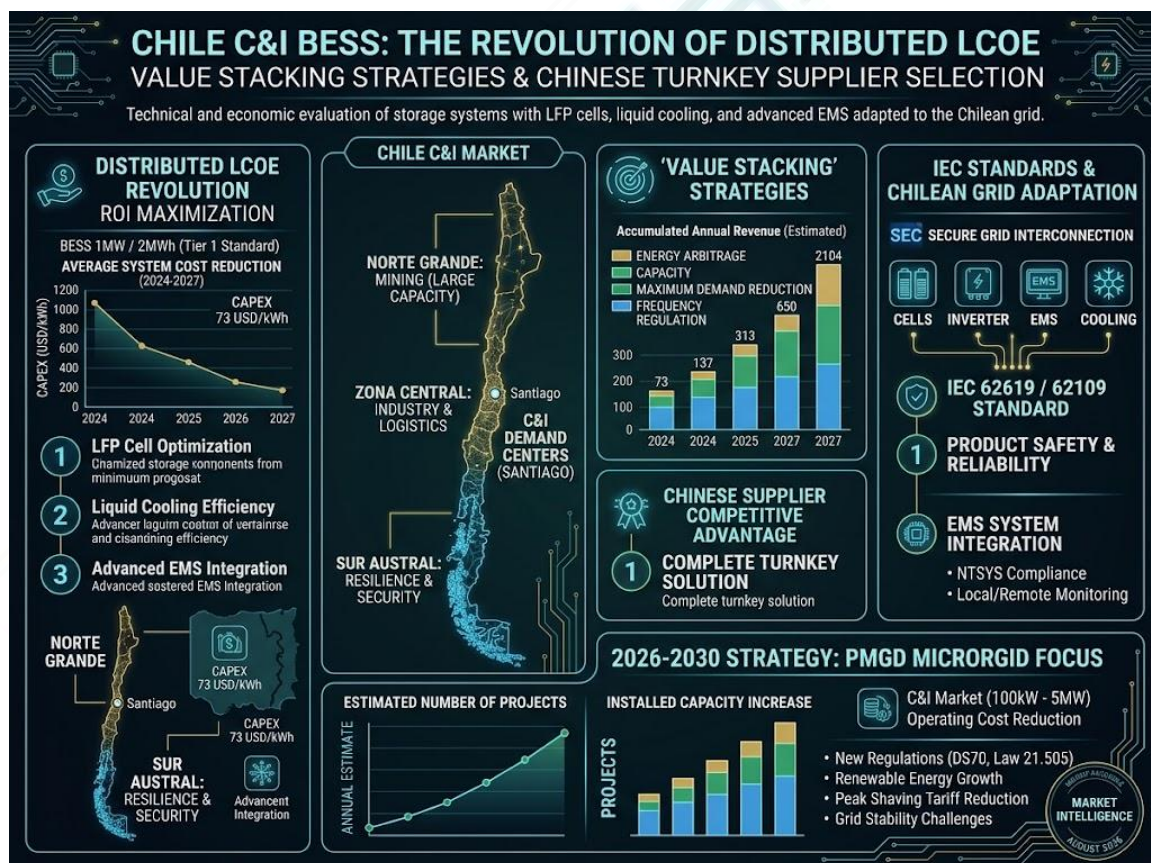


Informe de investigación en profundidad del mercado de almacenamiento comercial e industrial (C&I BESS) en Chile

— Guía de cooperación con fábricas chinas de capacidad llave en mano para distribuidores, contratistas EPC e ingenierías locales de Chile



Índice

- Resumen ejecutivo
- Capítulo 1. Panorama del mercado C&I de almacenamiento en Chile
- Capítulo 2. Marco político y regulatorio
- Capítulo 3. Modelos de negocio y análisis de ingresos
- Capítulo 4. Panorama competitivo
- Capítulo 5. Guía de cooperación con fábricas chinas (capítulo central)
- Capítulo 6. Hoja de ruta para distribuidores e ingenierías
- Capítulo 7. Advertencias de riesgo
- Anexo: Panel de datos clave y mapa mental

Resumen ejecutivo

Chile se está convirtiendo en uno de los mercados de almacenamiento de mayor crecimiento del mundo. Según la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA), a diciembre de 2025 la capacidad de baterías en operación en Chile alcanzó **1,5 GW / 6,2 GWh**, un 87,5% más que el año anterior; los proyectos en construcción durante el año sumaron **6,8 GW / 25,3 GWh**, con una inversión total superior a 8.000 millones de dólares. ACERA proyecta que, al ritmo actual, la capacidad en operación llegará a **9 GW en 2027** . Sin embargo, este auge ha sido impulsado casi en su totalidad por proyectos utility-scale: el almacenamiento distribuido comercial e industrial (C&I) representa **menos del 5%** de la capacidad total instalada, y es al mismo tiempo el segmento de mayor crecimiento y menor competencia.

Tres fuerzas impulsan la demanda de almacenamiento C&I. Primero, el mercado spot del norte de Chile registra largos períodos de precios cero o incluso negativos: en 2024 la energía eólica y solar vertida al sistema alcanzó **5.642 GWh** (19% de la generación de estas fuentes), lo que abre un enorme espacio de arbitraje . Segundo, las tarifas industriales chilenas subieron cerca de 60% entre 2024 y 2025, y el “carga por demanda máxima” puede representar entre el **30% y el 70%** de la factura eléctrica industrial, de modo que el peak shaving genera ahorros directamente verificables . Tercero, la Ley 21.505, el mecanismo de pago por capacidad del DS 70/2023 y la licitación de suministro 2026/01 (**2.835 GWh, contratos a 15 años, con almacenamiento admitido como garantía de cumplimiento**) conforman el marco de políticas de almacenamiento más completo de América Latina .

Del lado de la oferta, los sistemas de almacenamiento fabricados en China están redefiniendo la curva de costos global: según BloombergNEF, en 2025 el precio medio de los paquetes de baterías para almacenamiento estacionario cayó a **70 USD/kWh** (-45% interanual), y el sistema llave en mano chino de 4 horas promedia apenas **73 USD/kWh**, frente a 177 USD/kWh en Europa y 219 USD/kWh en Estados Unidos . CATL, BYD, Sungrow, Trina Storage y otras marcas chinas ya dominan el mercado utility-scale chileno, pero el segmento C&I distribuido presenta un vacío evidente: es precisamente la ventana histórica para que distribuidores, ingenierías y EPC locales de Chile establezcan alianzas con fábricas integradoras chinas con **capacidad de ingeniería llave en mano**. La conclusión central de este informe es: **el socio local aporta clientes y canales; la fábrica china aporta capacidad de extremo a extremo en diseño, producto, integración, logística e instalación supervisada. La combinación de ambos permite competir en el océano azul del C&I con “un tercio del costo de las marcas occidentales y la mitad del plazo de entrega”**. Los capítulos 5 y 6 ofrecen el marco de selección entre cuatro modelos de

cooperación, una lista de evaluación de fábricas, puntos clave de negociación y una hoja de ruta de 18 meses lista para ejecutar.

Descargo de responsabilidad: este informe tiene fines exclusivamente informativos y no constituye asesoramiento de inversión, legal ni tributario. Los datos marcados como “ilustrativos” son estimaciones de modelo basadas en información pública; la economía de cada proyecto real debe verificarse caso por caso.

Capítulo 1. Panorama del mercado C&I de almacenamiento en Chile

1.1 Tamaño del mercado y trayectoria de crecimiento

1.2

La velocidad de expansión del almacenamiento chileno no tiene parangón en América Latina. Según ACERA, a fines de 2024 la capacidad total de almacenamiento de Chile (en operación, pruebas y construcción) rondaba los 3 GW; a fines de 2025 se había triplicado hasta **9 GW**, con otros 27 GW en evaluación ambiental . De esa cifra, 1,5 GW / 6,2 GWh están en operación, 737 MW en pruebas de interconexión y 6,8 GW / 25,3 GWh en construcción . El ministro de Energía, Diego Pardow, declaró en septiembre de 2025 que la meta de 2 GW de almacenamiento fijada para 2030 se alcanzaría en **enero de 2026, cuatro años antes de lo previsto**, y que la meta de 6 GW para 2050 ya tiene cubierto el 81% con la cartera de proyectos actual .

En coordenadas globales, la penetración del almacenamiento en Chile aún es temprana. Ember señala que la razón entre BESS en operación y capacidad eólica+solar instalada es de apenas **5%**, comparable a China y Australia, pero muy inferior al 11% de Irlanda y a más del 50% de California; considerando que

la congestión de la red chilena es mucho mayor que en esos mercados, Chile en realidad necesita una proporción de almacenamiento más alta . El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) estima que 2 GW adicionales de baterías podrían reducir hasta 40% los vertimientos de energía renovable y ahorrar al sistema unos 500 millones de dólares anuales en costos operativos . Moody's prevé que, para cumplir el objetivo de cero emisiones netas, el sector eléctrico chileno requerirá entre 46.000 y 50.000 millones de dólares de inversión hasta 2035, con el almacenamiento y las redes como prioridades solo detrás de la generación renovable misma .

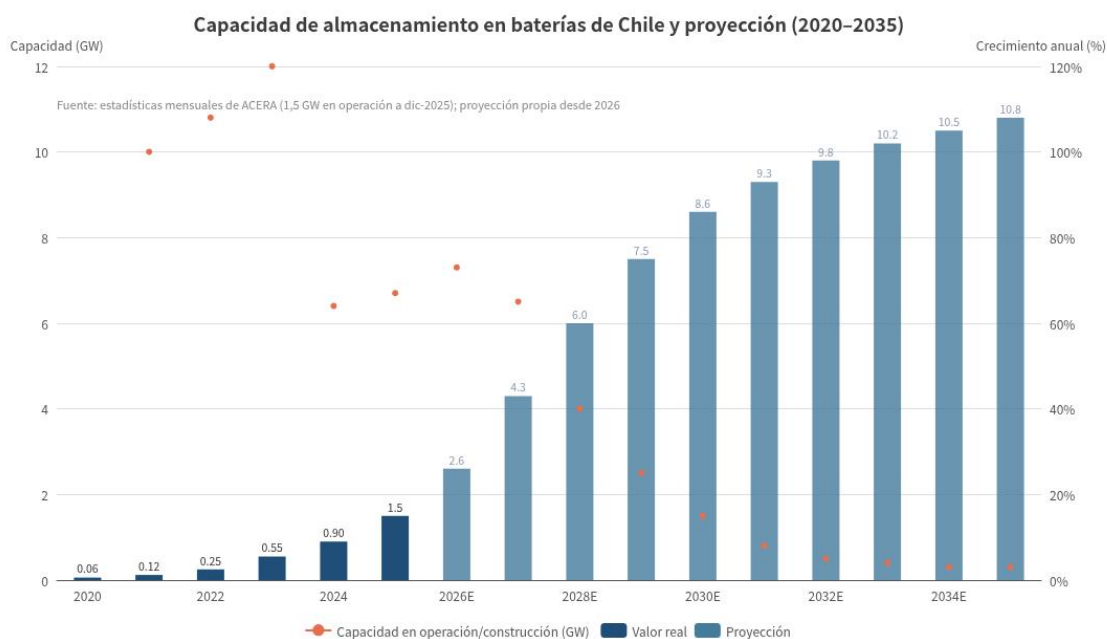


Figura 1: Capacidad de almacenamiento en baterías de Chile y proyección

Es especialmente importante destacar la estructura del mercado: **más del 95% de la capacidad instalada actual corresponde a grandes proyectos utility-scale** (almacenamiento independiente o híbrido con grandes plantas solares/eólicas), mientras que el C&I distribuido representa menos del 5%. Esta estructura está desalineada con el potencial de la demanda: Chile concentra la minería más densa de América Latina, una agricultura de riego en rápida

electrificación y un clúster industrial y comercial en la zona central altamente sensible al precio de la energía. Con la reforma del DS 88 que permite la hibridación de proyectos PMGD (agregar baterías) y la posibilidad de que clientes desde 300 kW negocien directamente en el mercado libre desde 2025, el segmento C&I está entrando en su fase de despegue . Diversas instituciones del sector identifican el C&I y la autogeneración minera como las aplicaciones de almacenamiento de mayor crecimiento en Chile para 2026–2030, con demandas típicas que van desde 100 kW (riego agrícola) hasta 200 MW (minería) .

1.3 Distribución regional y focos de demanda

La geografía chilena (más de 4.000 km de norte a sur) genera tres regiones de demanda de almacenamiento completamente distintas.

El Norte Grande (Arica, Antofagasta, Atacama) es una de las zonas con mejor radiación solar del mundo, con factores de capacidad fotovoltaica superiores al 30%, el doble del promedio mundial . La región concentra la mayor parte de los activos solares y de almacenamiento del país: según Ember, el Norte Grande suma 6.301 MW de capacidad eólica+solar y 913 MW de BESS, líder nacional en ambos indicadores . Aquí la demanda C&I gira en torno a las **microrredes mineras**: minas, plantas concentradoras y facilidades de desalinización requieren suministro estable las 24 horas, mientras la red del norte sufre congestión severa en horas de máxima generación solar (los tramos Crucero–Cardones y Pan de Azúcar–Quillota están entre los más congestionados del país), por lo que las mineras prefieren cada vez más construir “solar + almacenamiento” del lado de la carga . El caso emblemático es el acuerdo firmado en junio de 2026 entre BHP y Sungrow: **195 MW de fotovoltaica + 960 MWh de almacenamiento** para las minas de cobre Escondida y Spence, conectado directamente al sistema eléctrico de las faenas .

La zona central (Santiago–Valparaíso) concentra la mayor parte de la población y de la carga industrial y comercial, pero solo 4.189 MW de capacidad de generación y 282 MW de BESS . Aquí la oportunidad C&I está en el **peak shaving y la gestión del cargo por demanda**: fábricas, centros logísticos, centros comerciales y data centers tienen curvas de carga que coinciden con las horas de mayor precio, y el ahorro de las baterías se refleja directamente en la factura mensual. Bajo el mecanismo de Net Billing (≤ 300 kW) ya existen más de 33.000 proyectos distribuidos con 383 MW instalados, casi 30% de ellos en la Región Metropolitana ; según la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la capacidad de Net Billing supera los 420 MW, con cerca de 40% proveniente del sector agrícola .

El sur (desde Biobío hacia el sur) concentra la hidroelectricidad, pero su red es débil y la confiabilidad invernal es deficiente: solo 64 MW de BESS instalados y prácticamente cero en la zona austral . La demanda C&I de esta región se centra en **respaldo y calidad de energía**: plantas de celulosa, salmonicultura y logística de cadena de frío son extremadamente sensibles a los cortes, y la microrred híbrida “solar + almacenamiento + grupo diésel” es la solución típica. Para el distribuidor, el mercado del sur es pequeño pero con clientes de alta disposición de pago y pocos competidores: ideal para entrar con proyectos llave en mano de alto margen.

1.4 Escenarios de aplicación clave (perspectiva C&I)

El arbitraje en el mercado spot (Energy Arbitrage) es la primera fuente de ingresos de los proyectos del norte. El desacople geográfico entre oferta y demanda hace que entre las 12:00 y las 15:00, en horas de máxima generación solar, el precio spot caiga frecuentemente a cero o a valores negativos, mientras que en el peak nocturno (18:00–23:00) se dispara . Documentos técnicos del sector muestran que el spread medio punta-valle en los nodos del norte (ex

región SING) alcanza **85–105 USD/MWh**, lo que se traduce en ingresos por arbitraje de 95.000–125.000 USD/MW·año para un sistema de 5 horas . Los 5.642 GWh vertidos en 2024 equivalen al consumo anual de toda la región de Antofagasta; desde 2022, las pérdidas acumuladas por vertimiento suman 562 millones de dólares —cada kWh de energía limpia desperdiciada es combustible para el “comprar barato, vender caro” del almacenamiento.

La gestión del cargo por demanda (Peak Shaving) es la lógica central de los proyectos comerciales e industriales de la zona central. La mayoría de las tarifas industriales chilenas (AT4.3, BT4 y otras tarifas horarias) incluyen un cargo por potencia calculado sobre la demanda máxima en intervalos de 15 minutos; según datos de NREL, este cargo puede representar entre el **30% y el 70%** de la factura total de un usuario industrial chileno . Para una fábrica con capacidad contratada de 500 kW, reducir 200 kW de demanda pico ahorra entre 2 y 4 millones de pesos chilenos mensuales solo en cargo por potencia, sin contar el ahorro en energía . El alza de ~60% de las tarifas en 2024–2025 ha ampliado rápidamente esta bolsa de beneficios .

El respaldo (Backup / UPS) es el tercer escenario de demanda rígida. La red del sur de Chile es relativamente inestable, y para industrias como la salmonicultura, la celulosa o la cadena de frío, un solo corte puede costar entre decenas de miles y más de un millón de dólares. La solución tradicional es el grupo electrógeno diésel, pero presenta tres problemas: retardo de arranque (no protege cargas sensibles), alto costo de combustible y mantenimiento complejo. La arquitectura híbrida “almacenamiento + diésel” se está convirtiendo en el nuevo estándar: la batería asume la conmutación instantánea y el soporte de corta duración, y el diésel solo arranca ante cortes prolongados, reduciendo el consumo de combustible en más de 60%. Para el distribuidor, el argumento de venta de los proyectos de respaldo es el más simple: no hace falta explicar

arbitraje tarifario, basta comparar “el costo de un corte mayor” con “el precio del sistema”.

La co-ubicación solar + almacenamiento (Solar + Storage) es el escenario con mayor impulso regulatorio. Bajo el mecanismo PMGD (generación distribuida ≤ 9 MW), desde 2026 los nuevos proyectos se remunerarán con un **precio estabilizado horario de seis bloques**: el más bajo en las horas solares del mediodía y el más alto en el peak nocturno. Esto comprime los ingresos de los proyectos puramente fotovoltaicos, mientras que agregar baterías para “trasladar” la energía a las horas de alto precio se vuelve la opción inevitable. Hay entre 3,5 y 3,9 GW de PMGD en operación, y cada planta es un candidato potencial de retrofit con almacenamiento. En cuanto al acoplamiento, el DC coupling (batería en el lado DC del inversor solar) conviene a proyectos nuevos por su mínima pérdida de eficiencia, mientras que el AC coupling (batería con inversor propio) es ideal para retrofit de PMGD en operación sin tocar la estructura eléctrica existente; las fábricas chinas suelen ofrecer ambas soluciones, y el distribuidor debe elegir según si el cliente tiene una planta en operación o un proyecto nuevo.

1.5 Perfil de clientes

Los compradores de almacenamiento C&I en Chile se dividen claramente en cuatro grupos. **Las mineras** son los clientes de mayor capacidad de pago y mayor escala unitaria: Codelco, BHP y SQM no solo enfrentan presiones de ESG y descarbonización, sino necesidades reales de confiabilidad eléctrica —el proyecto híbrido Estepa de Atlas Renewable Energy (215 MW solar + doble sistema de almacenamiento, financiamiento de 510 millones de dólares) se sustenta precisamente en PPAs de largo plazo con Codelco y Colbún. El acuerdo de 960 MWh entre BHP y Sungrow marca el paso del “almacenamiento autoconstruido por mineras” del concepto a la compra a escala.

La manufactura y la logística son el pilar del mercado central: alimentos y bebidas, papel, metalmecánica —empresas con carga estable y alto consumo que aceptan bien los plazos de retorno típicos del peak shaving (4–6 años). **Los centros comerciales e inmobiliarios** concentran su carga en el horario comercial nocturno, naturalmente desfasado de la generación fotovoltaica: escenario ideal para la integración solar+almacenamiento. **Las pymes y los usuarios agrícolas** son individualmente pequeños pero enormemente numerosos; su problema es la falta de capacidad técnica de evaluación y de acceso a financiamiento —exactamente el espacio para que el distribuidor entre con un modelo de “producto estandarizado + Energy Service Agreement (ESA)”: el cliente paga con una parte del ahorro de su factura, sin inversión inicial. Para distribuidores e ingenierías, el perfil de cliente determina la **selección de producto**: los clientes mineros requieren sistemas IP65/C5 anticorrosión, resistentes a altas temperaturas y de 5 o más horas de duración; los clientes de peak shaving de la zona central valoran cabinets de 2 horas de alta potencia y algoritmos de predicción de demanda en el EMS; los clientes de respaldo del sur necesitan capacidad de conmutación a isla y arranque en negro (black start). Poder ofrecer soluciones a medida para estas demandas diferenciadas es exactamente la línea divisoria entre una “fábrica llave en mano” y un simple vendedor de equipos.

Capítulo 2. Marco político y regulatorio

2.1 Reforma del mercado eléctrico y posicionamiento del almacenamiento

Chile construyó en tres años el marco de políticas de almacenamiento más completo de América Latina. **La Ley 21.505 (noviembre de 2022)** es la piedra angular: introdujo en la Ley General de Servicios Eléctricos la definición legal de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y de las Centrales

Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA), permitiendo al almacenamiento participar como actor independiente en el mercado de energía y en el mercado de potencia con remuneración propia, además de habilitar la solicitud de concesiones de terrenos fiscales para proyectos de almacenamiento independientes .

El DS 70/2023, vigente desde 2024, modificó las reglas de pago por capacidad (DS 62) y estableció por primera vez una metodología explícita de reconocimiento de potencia para almacenamiento independiente: coeficientes escalonados según la duración de descarga sostenible —un sistema de 4 horas recibe cerca del 95% de reconocimiento de capacidad, y uno de 5 horas o más el 100%. La tabla rige por 10 años desde la publicación del decreto y aplica tanto a proyectos existentes como nuevos . Este mecanismo cambió directamente la economía del diseño de proyectos: según estimaciones del sector, un sistema de 5 horas puede obtener ingresos por capacidad de 45.000–55.000 USD/MW·año; sumado al arbitraje, el TIR del proyecto alcanza 14–18% (a 15 años de PPA), en línea con estudios independientes de instituciones como EDF Power Solutions (~16%) .

La licitación de suministro 2026/01 es la señal más reciente de apertura total al almacenamiento. Las bases aprobadas por la CNE en junio de 2026 establecen: un total de **2.835 GWh/año** (en dos bloques de contratos a 15 años, con inicio de suministro en 2029 y 2030 respectivamente), la exclusión explícita de carbón, coque de petróleo y diésel como combustibles de respaldo, y el **reconocimiento explícito de los sistemas de almacenamiento (operativos o en construcción) como activos válidos de garantía de cumplimiento** . La licitación introduce además tres bloques horarios (A: nocturno, B: diurno 08:00–17:59, C: peak 18:00–22:59), con unos 700 GWh en el bloque C nocturno —una estructura hecha a medida de “solar + almacenamiento” . Las ofertas cierran en diciembre de 2026 y la adjudicación será en enero de 2027 .

2.2 Dividendos de política para el almacenamiento distribuido C&I

En el ámbito distribuido, la evolución normativa es igualmente intensa. **La reforma del DS 88 (mecanismo PMGD)** es la medida más relevante: permite a las plantas fotovoltaicas PMGD en operación agregar baterías y transformarse en centrales híbridas, además de permitir que el almacenamiento se cargue aprovechando el “margen de capacidad de red”. La Gremial de Independientes de Energía (GIE) ha declarado públicamente que la hibridación de PMGD “puede ser una de las formas más eficientes de aumentar la flexibilidad del sistema”, trasladando generación a horas de alto valor sin grandes inversiones de red; de darse las condiciones, la contribución sistémica de PMGD+almacenamiento hasta 2034 podría superar los 4.000 millones de dólares. Debe advertirse que la reforma introduce a la vez el precio horario de seis bloques, y que la protección de paridad de los proyectos existentes solo llega hasta julio de 2034 —**el retrofit puede gatillar una nueva valorización, cada proyecto debe evaluarse individualmente**.

La reforma del DS 125 se enfoca en la modernización del despacho económico: reglas de despacho coordinado del almacenamiento, compensación de desvíos basada en costo de oportunidad y la vía de participación del almacenamiento en servicios de estabilidad de la red. Ambos proyectos de decreto fueron remitidos a la Contraloría a fines de 2025 y retirados para revisión por el nuevo gobierno en marzo de 2026; el sector espera su aprobación en el segundo semestre de 2026. La implicancia para los actores C&I es muy directa: **la identidad regulatoria del almacenamiento distribuido está a punto de quedar plenamente establecida, y quien se posicione primero capturará la primera ola de beneficios cuando las reglas entren en vigor**.

Del lado del usuario, Chile redujo el umbral de “cliente libre” (que puede negociar directamente su compra de energía evitando a la distribuidora) de 500 kW a **300 kW**, y el sector presiona para bajarlo a 200 kW e incluso 100 kW. Cada

reducción del umbral incorpora una nueva cohorte de clientes industriales y comerciales con exposición directa al mercado eléctrico —exactamente los compradores naturales del almacenamiento C&I.

2.3 Breve nota sobre estándares técnicos

Este informe no desarrolla los detalles de los procesos de certificación, solo señala dos líneas de base técnicas: a nivel de celdas y sistemas de baterías, **IEC 62619** (seguridad de baterías de litio para uso industrial) e **IEC 62109** (seguridad de convertidores fotovoltaicos/de almacenamiento) son los estándares internacionales generalmente aceptados en el mercado chileno; los requisitos de declaración ante la SEC y de interconexión a nivel de proyecto deben verificarse caso por caso con asesoría local especializada. Para el socio local, lo más importante es definir en el acuerdo de cooperación la **titularidad de la responsabilidad de certificación**: la fábrica china entrega el paquete completo de informes de ensayos de tipo y documentación técnica, y el socio local gestiona la tramitación en Chile —esta división debe quedar por escrito en la etapa de negociación.

Capítulo 3. Modelos de negocio y análisis de ingresos

3.1 Modelo de ingresos del almacenamiento C&I

Los ingresos del almacenamiento C&I en Chile se apilan en una estructura de cuatro capas. **Primera capa: arbitraje spot.** El spread medio punta-valle de 85–105 USD/MWh en los nodos del norte implica que un sistema de 1 MWh que complete un ciclo diario captura unos 85–105 USD de margen bruto (antes de pérdidas de eficiencia y degradación de batería) . Debe tenerse en cuenta que, con el rápido crecimiento de la capacidad de almacenamiento, el spread tiende a

converger a largo plazo —Ember estima que 1 GW/4h adicional de almacenamiento reduce unos 1.300 GWh de vertimiento — por lo que la modelación de proyectos debe usar conservadoramente una curva de spread decreciente.

Segunda capa: reducción del cargo por demanda. Es el ingreso ancla de los proyectos conectados a red en la zona central: a diferencia de la volatilidad del arbitraje spot, cada dólar de reducción del cargo por demanda aparece directamente en la factura mensual del cliente —verificable, contratable y financiable. Como se indicó, este cargo representa 30%–70% de la factura industrial chilena, y reducir 200 kW de pico equivale a un ahorro cierto de 2–4 millones de pesos mensuales . Los algoritmos de predicción de demanda y limitación de potencia en tiempo real del EMS son la clave técnica de este ingreso: al evaluar fábricas chinas, la disponibilidad de una biblioteca de estrategias de gestión de demanda adaptada al esquema tarifario chileno debe ser un criterio excluyente.

Tercera capa: pago por capacidad. Bajo el marco del DS 70, un sistema de 4 horas obtiene ~95% de reconocimiento de capacidad y uno de 5 horas el 100% . Un proyecto C&I que participe en el mercado de potencia por agregación o registro directo puede obtener ingresos estables de 45.000–55.000 USD/MW·año . Actualmente el mecanismo sirve principalmente al utility-scale y la vía de participación de proyectos C&I pequeños aún está en evolución, pero como “valor de opción” debe conservarse en el modelo del proyecto.

Cuarta capa: servicios auxiliares y respuesta de la demanda. El mercado chileno de servicios complementarios (regulación de frecuencia, reserva) está aún en etapa piloto de pequeña escala, y el mercado formal de respuesta de la demanda está en diseño institucional . Pero la dirección es clara: Ember recomienda a Chile crear un mercado formal de respuesta de la demanda en 2–

4 años y masificarlo en 5 años . En el área comercial de Santiago ya existen plataformas de plantas virtuales (VPP) que agregan recursos distribuidos para transar en horas punta, con primas de precio de hasta 22% en esas horas . Para el distribuidor, elegir equipos chinos con protocolos de conexión VPP (Modbus TCP, IEC 61850, API abierta) equivale a reservar al cliente la puerta de ingresos futuros.

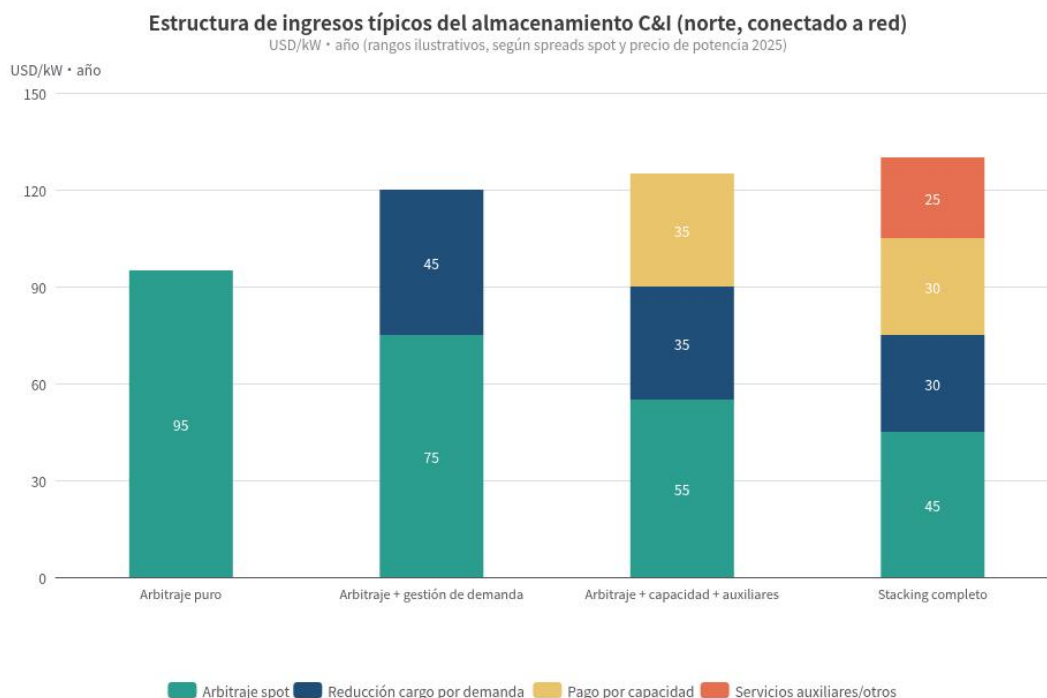


Figura 2: Estructura de modelos de ingresos del almacenamiento C&I

3.2 Economía del proyecto

El cambio histórico del lado de los costos es el motor fundamental de este despegue del C&I. La encuesta de precios de baterías de litio 2025 de BloombergNEF muestra: el precio medio global del paquete de baterías cayó a **108 USD/kWh** (-8% interanual), y el paquete para almacenamiento estacionario se desplomó 45% hasta **70 USD/kWh**, convirtiéndose por primera vez en la categoría más barata entre todas las aplicaciones; el precio medio chino es de apenas 84 USD/kWh, 44% más bajo que Norteamérica y 56% más bajo que

Europa . A nivel de sistemas, la encuesta de costos de sistemas de almacenamiento de BNEF (596 muestras) muestra que el sistema llave en mano chino de 4 horas promedia **73 USD/kWh**, frente a 177 USD/kWh en Europa y 219 USD/kWh en Estados Unidos —**a igual especificación, el costo de la solución china es alrededor de un tercio del de las marcas occidentales** .

La estimación independiente de Ember (excluyendo los mercados de EE.UU. y China) arroja un CAPEX total de ~125 USD/kWh para proyectos de 4+ horas: unos 75 USD/kWh de equipos centrales embarcados desde China (cabinets + PCS + EMS) y unos 50 USD/kWh de instalación e interconexión local .

En el terreno chileno, datos del sector sitúan el costo local de integración y entrega de almacenamiento C&I en **160–185 USD/kWh** (incluye equipos, logística, instalación, puesta en marcha y margen razonable), significativamente por encima del precio de fábrica chino —esa diferencia es exactamente el espacio de ganancia de cada eslabón de la cadena y la moneda de negociación del socio local frente a la fábrica china. Del lado de los ingresos, tomando como ejemplo un BESS minero de 5 horas en el norte: arbitraje 95.000–125.000 USD + capacidad 45.000–55.000 USD + sustitución de diésel 20.000–35.000 USD, ingresos anuales totales de 160.000–215.000 USD/MW, con TIR de 14–18%; agregando créditos de carbono (mecanismo del Artículo 6.2) puede llegar a 16–22% ([MateSolar](#)) . Los proyectos de peak shaving de la zona central (sistemas de 2 horas) tienen plazos de retorno típicos de 4–6 años, que siguen acortándose con el alza tarifaria.

Para hacer las cuentas más concretas, se presentan dos estimaciones simplificadas de escenarios típicos (modelos ilustrativos, útiles para la primera conversación con el cliente):

Escenario	Peak shaving industrial (centro)	Microrred minera (norte)
Tamaño del sistema	500 kW / 1 MWh (2h)	2 MW / 10 MWh (5h)

Escenario	Peak shaving industrial (centro)	Microrred minera (norte)
Costo de entrega local	~170.000–185.000 USD (160–185 USD/kWh)	~1,6–1,85 millones USD
Ingresos principales	Reducción cargo por demanda + diferencial punta-valle	Arbitraje spot + pago por capacidad + sustitución diésel
Ingresos anuales (ilustrativo)	35.000–50.000 USD	320.000–430.000 USD
Payback simple	~4–5 años	~4,5–6 años
TIR del ciclo de vida	10–15%	14–18% (con créditos de carbono 16–22%)

En financiamiento, el mercado chileno ha consolidado tres vías principales:

compra directa de equipos (autofinanciamiento o crédito bancario del cliente, adecuada para grandes clientes como mineras); **arrendamiento financiero** (leasing, con líneas verdes de equipos ya abiertas por bancos locales y arrendadoras multinacionales); **Energy Service Agreement (ESA)** (un tercero invierte y es titular del activo, el cliente paga con una fracción del ahorro de su factura, sin inversión inicial —la modalidad ideal para pymes y la que permite al distribuidor capturar ingresos de largo plazo). Las fábricas chinas llave en mano suelen poder diseñar el esquema ESA en conjunto con el socio local, ofreciendo ventaja de precio de equipos a cambio de contratos de servicio más largos. Una advertencia: el modelo ESA exige mayor capacidad de gestión de capital y riesgo de crédito del distribuidor; se recomienda masificarlo solo después de completar 2–3 proyectos de venta directa y construir reputación de servicio local.

3.3 Distribución de beneficios en la cadena industrial

Tomando como ejemplo un sistema C&I de 1 MWh entregado al cliente final en Chile, la cadena de valor típica es la siguiente (modelo ilustrativo, que varía con la escala, las cláusulas y la negociación): precio de fábrica en China ~95.000 USD; flete marítimo y seguro ~17.000 USD (incluye manejo de mercancía peligrosa); margen del importador chileno ~28.000 USD; instalación e interconexión del EPC local ~40.000 USD; impuestos y otros ~22.000 USD — precio final de entrega ~202.000 USD (es decir, ~200 USD/kWh).

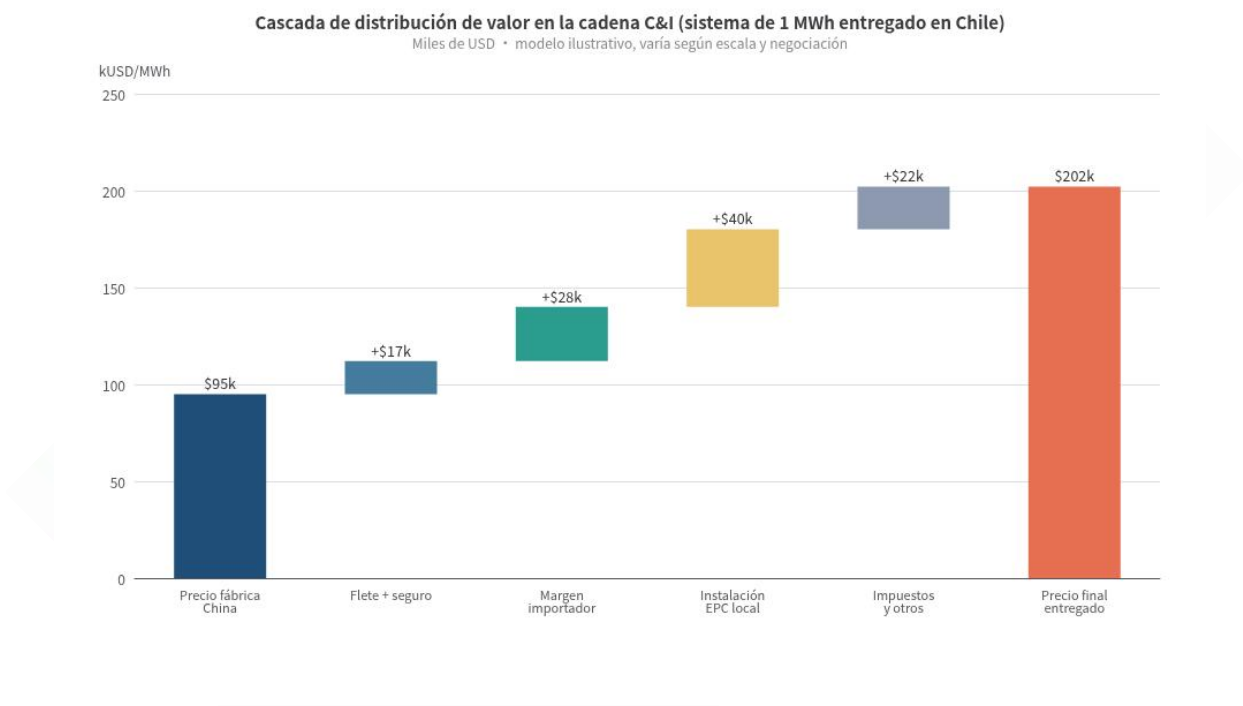


Figura 4: Cascada de distribución de beneficios de la cadena industrial

Esta estructura revela dos hechos clave. Primero, **el equipo en sí representa menos de la mitad del precio terminal**; el resto del valor se distribuye en logística, comercio, ingeniería y servicios —exactamente el espacio de vida del socio local, y la razón por la que el modelo de cooperación de “solo vender baterías” no llega lejos. Segundo, **en el modo llave en mano, cuantos más eslabones asume la fábrica china, más margen cede el socio local, pero también menor es el riesgo que soporta (técnico, de entrega, de**

cumplimiento de garantía). Para un distribuidor que recién entra al mercado, dejar que la fábrica asuma diseño, integración, logística y puesta en marcha mientras él se concentra en el cliente y el cobro es una decisión racional de cambiar margen por certeza; a medida que el equipo madura, puede migrar al modo “suministro de equipos + instalación propia” y recuperar el margen de ingeniería. Esta ruta de evolución se desarrolla en detalle en el capítulo 5.

Capítulo 4. Panorama competitivo

4.1 Empresas internacionales en Chile

El mercado utility-scale chileno ya reúne a un grupo de gigantes internacionales, pero su campo de batalla casi no se solapa con el C&I. **Engie Chile** es el actor más agresivo: en el primer semestre de 2026 energizó simultáneamente 1,1 GW de proyectos renovables + almacenamiento, incluido el BESS independiente de Tocopilla de 116 MW/660 MWh (reconversión del emplazamiento de una ex central de carbón, con 240 contenedores de baterías y 30 PCS), y una serie de BESS como Los Loros (46 MW), Arica (30 MW), Kallpa (57 MW, asociado a eólica) y Lile (140 MW) . **Atlas Renewable Energy** inauguró en abril de 2025 el que se presentó como el primer gran proyecto de almacenamiento independiente de América Latina, BESS del Desierto (200 MW/800 MWh, 4 horas, con PPA a 15 años con COPEC-EMOAC), y su proyecto híbrido Estepa obtuvo financiamiento de 510 millones de dólares . **Wärtsilä** ya cooperaba con Colbún en 2023 en los primeros proyectos solar+almacenamiento de Chile, con fortaleza en su plataforma de gestión energética GEMS ([Energy Storage News](#)) . **Zelevra**, ContourGlobal, Grenergy y otros IPP también avanzan en proyectos de gran escala .

El significado de estos casos para el actor C&I es el de **referencia hasta donde corresponde**: las rutas tecnológicas de los gigantes internacionales (4–6 horas,

grid-forming, reconversión de emplazamientos de carbón) definen el nivel tecnológico del mercado chileno, pero su estructura de costos y modelo de negocio les impide bajar al mercado comercial e industrial de 100 kW–5 MW. El cliente C&I necesita productos estandarizados en formato cabinet, entrega rápida y servicio cercano —ese no es el negocio de los Engie del mundo.

4.2 Situación del suministro de equipos chinos

Las marcas chinas de hecho ya dominan el suministro de equipos de almacenamiento en Chile: Trina Storage suministró los sistemas Elementa 2 de 320 MW/932 MWh (grid-forming, optimizados para el entorno extremo de Atacama) para el proyecto Copiapó de Atlas, con 1,2 GWh despachados en América Latina en 2025 y más de 2,5 GWh contratados en 2026 ; Sungrow ganó el pedido minero de 960 MWh de BHP ; las celdas y sistemas de CATL y BYD aparecen ampliamente en los grandes proyectos. En el ranking de bancabilidad de BNEF, Tesla y Sungrow comparten los dos primeros lugares entre proveedores globales de tecnología de almacenamiento .

Pero hay que verlo con claridad: **estas marcas se concentran casi por completo en proyectos utility-scale en Chile**. Sus equipos de venta directa atienden a grandes clientes como Engie, Atlas y BHP; no tienen canales ni interés en pedidos C&I de 500 kWh–5 MWh. Esto forma un vacío estructural: el cliente C&I quiere comprar equipos chinos por su relación precio-rendimiento, pero no encuentra proveedores capaces de ofrecer diseño de solución, integración y puesta en marcha, logística marítima y supervisión de instalación en un solo paquete. **Ese vacío es exactamente el espacio de cooperación entre el distribuidor local y la fábrica integradora china de segunda línea (pero igualmente con capacidad llave en mano)**: el mercado de cola larga que las marcas líderes no pueden atender lo cosecha la combinación “canal local + fábrica china”.

4.3 Ecosistema de EPC y distribuidores locales de Chile

El ecosistema local chileno de ingeniería de energías renovables tiene como tronco a los EPC fotovoltaicos: centenares de instaladores pequeños y medianos han acumulado en los mercados Net Billing y PMGD capacidad de tramitación de interconexión, construcción eléctrica y desarrollo de clientes, pero en general **carecen de líneas de producto de almacenamiento y de tecnología de integración de sistemas**. Sus dolores de compra son altamente coincidentes: las marcas occidentales (Tesla Powerpack/Megapack, Fluence, Wärtsilä) son caras (177–219 USD/kWh de precio medio de sistema), con plazos largos, pedidos mínimos altos y prácticamente sin personalización ; y comprar directamente a fábricas chinas enfrenta tres obstáculos: falta de capacidad de diseño, logística de mercancías peligrosas compleja y postventa sin garantías. En otras palabras, al ecosistema local no le faltan clientes ni capacidad de construcción; le falta **un puente** —uno capaz de llevar el producto y la capacidad técnica de la fábrica china al terreno chileno de una forma aceptable para el cliente local. Quien construya primero ese puente ocupará la posición dominante de canal en el océano azul del C&I. El capítulo 5 entrega el plano completo de construcción de ese puente.

Capítulo 5. Guía de cooperación con fábricas chinas (capítulo central)

5.1 Perfil de la fábrica china: qué es la verdadera “capacidad de ingeniería llave en mano”

En el mercado chileno hay centenares de empresas chinas que se autodenominan “proveedores de almacenamiento”, pero las fábricas con capacidad llave en mano (turnkey) tienen fronteras de capacidad claras. El socio local debe redefinir al proveedor con las siguientes cinco dimensiones:

Capacidad de diseño de soluciones. Una verdadera fábrica turnkey puede diseñar a medida sobre la base de las condiciones de entrada chilenas: condiciones de red (niveles de tensión de los nodos del SEN, capacidad de cortocircuito, normas técnicas de interconexión), entorno climático (altas temperaturas diurnas de 40°C+ y fuertes oscilaciones térmicas en el desierto de Atacama, corrosión salina costera, alta humedad y lluvia en el sur), curvas de carga del cliente (simulación de estrategias de peak shaving sobre datos de carga de 15 minutos). El método de verificación es directo: enviar a la fábrica los datos de carga de un cliente objetivo real y ver si en una semana devuelve una propuesta conceptual completa con **diagrama unifilar, configuración del sistema, simulación de estrategia de carga/descarga y estimación de ingresos**. Quien solo devuelve un catálogo de productos no es una fábrica turnkey.

Capacidad de suministro de producto. La configuración estándar debe cubrir: racks de baterías LFP (celdas grandes de 300Ah+; según BNEF, los sistemas DC con celdas de más de 300Ah cuestan 50% menos que los de celdas pequeñas), sistema de gestión de batería (BMS), convertidor de potencia (PCS), sistema de gestión de energía (EMS) e integración en contenedor o cabinet. La forma de producto dominante es el cabinet estándar de 20 pies de 3 MWh/5 MWh (según BNEF, los cabinets DC de más de 4 MWh son 39% más baratos que las configuraciones de 2–4 MWh), con capacidad de personalización no estándar: sistemas de larga duración de 5–6 horas para microrredes mineras, adaptación a tensiones/frecuencias especiales (parte de las redes mineras chilenas operan a 50 Hz o niveles de media tensión especiales) y protección anticorrosiva C5 con grado IP65.

Capacidad de integración y puesta en marcha. La diferencia esencial entre turnkey y “vender cabinets” está en el estado de salida de fábrica: una fábrica calificada debe completar antes del despacho la **integración total del sistema, pruebas de carga y descarga completas y la puesta en común de**

comunicación BMS-PCS-EMS, y ofrecer soporte de puesta en marcha remoto o en terreno tras la llegada. Esto determina el plazo de interconexión del proyecto en Chile: un sistema bien integrado en fábrica se pone en marcha en sitio en 1–2 semanas; de lo contrario, puede demorarse meses.

Capacidad de entrega marítima. Las baterías de litio son mercancía peligrosa de clase 9: el transporte marítimo requiere resumen de ensayo UN38.3, MSDS, declaración de mercancías peligrosas y embalaje especializado. Las fábricas con experiencia en América Latina conocen la operación de las rutas desde los principales puertos chinos (Shanghái/Shenzhen/Ningbo) a San Antonio/Valparaíso, con tránsito marítimo de unos 30–35 días, y ofrecen flexibilidad de cláusulas FOB/CIF/DAP; algunas pueden asistir en la preparación de documentos de aduana chilena.

Soporte de instalación local. Las fábricas turnkey líderes pueden entregar manuales de instalación, supervisión por video remoto y, en proyectos mayores, despachar ingenieros de campo (normalmente con viáticos a cargo del cliente); algunas ya han construido redes de equipos de instalación asociados en América Latina. En la negociación debe quedar claro: en el primer pedido se busca la presencia del ingeniero de la fábrica en terreno, y en los proyectos siguientes se transita a “equipo local al mando + soporte remoto de la fábrica”.

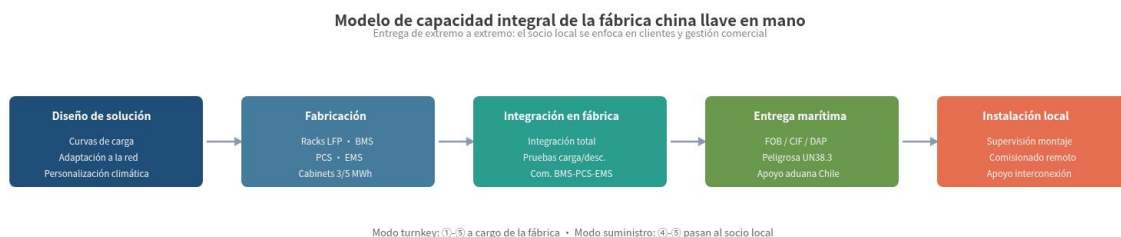


Figura 6: Modelo de capacidad integral de la fábrica china llave en mano

5.2 ¿Por qué cooperar con una fábrica china llave en mano?

La ventaja de costo es la primera razón, y es cuantificable: según BNEF, el sistema llave en mano chino promedia 73 USD/kWh, frente a 177 en Europa y 219 en Estados Unidos . Incluso sumando flete, aranceles (el tratamiento arancelario de los sistemas de almacenamiento bajo el TLC Chile-China debe confirmarse partida por partida según código HS) e instalación local, el costo terminal de la solución china suele ser entre **30% y 45%** más bajo que el de las marcas occidentales. Para el cliente C&I sensible al precio, esto decide directamente la viabilidad del proyecto: la diferencia entre un proyecto con TIR de 8% y uno de 15% suele ser, simplemente, el origen del equipo.

La velocidad de respuesta es la segunda razón. La sobre capacidad de la industria china de almacenamiento (en 2025 China produjo ~557 GWh de celdas de almacenamiento, más del doble de la instalación global) significa un mercado de compradores: desde la confirmación de la solución hasta la salida de fábrica de un cabinet estándar transcurren normalmente **6–8 semanas**, y con el flete marítimo el equipo llega en menos de 3 meses; las marcas occidentales entregan pedidos equivalentes en **16–24 semanas**. Para proyectos C&I que deben capturar ventanas de política tarifaria (como el cambio al precio horario PMGD) o calendarios productivos del cliente, 10 semanas de diferencia de plazo son la diferencia entre cerrar y perder el negocio.

La capacidad de personalización es la tercera razón. Adaptación a entornos extremos de microrredes mineras, configuraciones eléctricas especiales, control híbrido con diésel/fotovoltaica existente —ante estas demandas no estándar, los productos occidentales estandarizados o se niegan o cotizan precios prohibitivos, mientras que las fábricas integradoras chinas de segunda línea suelen aceptar personalización profunda para ganar el pedido. En un contexto de sobre capacidad, la fábrica china trata cada pedido C&I de exportación como un cliente estratégico.

El servicio de cadena completa es la cuarta razón, y el valor más práctico para el socio local: el distribuidor solo necesita concentrarse en **relación con el cliente, gestión comercial local, cobranza y postventa básica**; diseño, producto, integración, logística y puesta en marcha quedan a cargo de la fábrica. Un equipo distribuidor de 5 personas, apoyado en el back-end de una fábrica turnkey, puede ejecutar proyectos que antes requerían un equipo técnico de 20 personas.

5.3 Selección del modelo de cooperación

Cuatro modelos de cooperación principales cubren a los actores locales con distintas dotaciones de recursos:

Modelo	Adecuado para	Responsabilidad de la fábrica china	Responsabilidad del socio local	Beneficio y riesgo
Llave en mano (turnkey)	Distribuidor con clientes pero sin capacidad técnica	Solución + producto + integración + flete + supervisión de instalación	Relación con clientes + gestión comercial local + cobranza	La fábrica se lleva la mayor parte (margen del socio ~8–15%), riesgo bajo para el socio
Suministro de equipo + soporte remoto	EPC con capacidad de instalación	Producto + integración de fábrica + puesta en marcha remota	Transporte local + instalación + interconexión + postventa	Margen del socio 20–35%, pero asume riesgo de instalación e interconexión

Modelo	Adecuado para	Responsabilidad de la fábrica china	Responsabilidad del socio local	Beneficio y riesgo
OEM / marca blanca	Distribuidor que quiere marca propia	Fabricación por encargo + embalaje neutro + documentación técnica	Marca + certificación + mercado + postventa	La prima de marca es del socio (margen 25–40%), la fábrica gana el margen de manufactura
Licitación conjunta	Ingeniería con recursos de clientes	Solución técnica + equipos + oferta llave en mano	Relaciones locales + licitación + garantías de cumplimiento	Utilidades según reparto acordado, riesgo compartido

El punto de partida lógico de la selección del modelo es **evaluar honestamente el propio recurso central**: quien solo tiene relaciones con clientes entra por el modo llave en mano y acumula capacidad con el menor riesgo; el EPC que ya tiene experiencia de instalación eléctrica e interconexión elige directamente el modo suministro de equipos y retiene el margen de ingeniería; quien tiene canales, capital y ambición de marca puede construir un activo de marca regional con OEM en 2–3 años; la ingeniería con clientes mineros o grandes cuentas comerciales puede usar el modo de licitación conjunta para apalancar con la capacidad y el respaldo de la fábrica proyectos muy superiores a su propia escala.

En la práctica, la mayoría de las rutas exitosas son de **evolución combinada**: primer año llave en mano (aprender), segundo año suministro de equipos (ganar), tercer año agregar OEM (construir marca). Al negociar con la fábrica

china, la ruta de actualización del modelo debe escribirse en el acuerdo marco —por ejemplo, pactar que al alcanzar cierto volumen anual de compras se obtienen automáticamente mejores condiciones OEM.

Árbol de decisión: cómo elegir el modelo de cooperación



Figura 5: Árbol de decisión de modelos de cooperación

5.4 Lista práctica de selección y evaluación de fábricas chinas

La debida diligencia sobre fábricas candidatas debe cubrir seis dimensiones, cada una con evidencia escrita:

Capacidad técnica: exigir el diagrama unifilar (SLD) de la solución objetivo, la lista de materiales (BOM), el informe de simulación térmica y la curva de eficiencia de carga/descarga. La fábrica capaz de entregar estos tres documentos tiene un sistema de I+D básicamente completo; la que solo puede entregar un folleto queda eliminada directamente.

Experiencia de proyectos: exigir casos de proyectos C&I en el extranjero (preferiblemente en América Latina o mercados con condiciones de red equivalentes) —fotos del proyecto, informes de puesta en marcha y contactos de clientes (para verificación independiente). Cuidado con proveedores que disfrazan grandes proyectos utility-scale como experiencia C&I: la lógica de ingeniería de ambos es completamente distinta.

Cláusulas de garantía: la garantía de celdas/sistema de baterías debe ser de **≥5 años** (las fábricas líderes ya pueden ofrecer 10), la garantía del sistema completo de 2–5 años, con compromiso escrito de plazo de suministro de repuestos (repuestos clave disponibles por 10 años). La garantía debe especificar el compromiso de retención de capacidad (p. ej., ≥80% SOH al final del año 5) y la curva de degradación.

Protocolos de comunicación: el BMS debe soportar **Modbus TCP/RTU y CAN**, y a nivel EMS **IEC 61850** y API abierta —son el pasaporte para la interconexión a la red chilena, la integración con SCADA de terceros y la futura agregación VPP. Un sistema con protocolos cerrados equivale a soldar la puerta de los ingresos futuros del cliente.

Adaptación ambiental: para el escenario Atacama, exigir **protección IP65, anticorrosión C5 y rango de temperatura de operación de -20°C a +50°C**, con prioridad a sistemas de refrigeración líquida (en ambientes de alta temperatura el control de diferencia térmica por aire es deficiente y acelera la degradación); para el sur húmedo, confirmar el diseño de deshumidificación y calefacción antihumedad del cabinet.

Cláusulas comerciales: el MOQ del primer pedido debe mantenerse en **1–2 cabinets (500 kWh–1 MWh)** como prueba —una fábrica que rechaza pedidos piloto pequeños no merece cooperación de largo plazo; forma de pago preferente T/T (30% anticipo + 70% antes del embarque) o L/C a la vista, y negociar plazos solo tras 2–3 pedidos de rodaje; exigir a la fábrica capacidad de contratar seguro de crédito a la exportación (Sinosure) para reducir el riesgo del anticipo.

5.5 Puntos clave de negociación de la cooperación

La estructura de precios debe descomponerse cláusula por cláusula: EXW (en fábrica) es el precio más bajo pero el comprador asume todo el riesgo logístico; FOB (puerto de embarque) es la opción dominante, con la fábrica a cargo del transporte interno y la aduana de exportación; CIF San Antonio/Valparaíso incluye flete y seguro; DAP (entregado en destino) es lo que más asume la fábrica, pero su cotización incluye prima de riesgo. Para un sistema de 1 MWh, la diferencia entre EXW y DAP Santiago suele ser de **15%–25%**; el socio local debe elegir según su capacidad logística —quien tiene forwarder consolidado elige FOB, el novato elige CIF/DAP.

Logística y entrega: el tránsito marítimo es de unos 30–35 días (puerto principal chino — San Antonio); las baterías de litio se declaran como mercancía peligrosa clase 9, con resumen UN38.3, MSDS y certificado de embalaje para mercancías peligrosas; el desaduanamiento en Chile requiere factura, packing list, certificado de origen (para la tarifa preferencial del TLC Chile-China) y documentos técnicos relacionados con la SEC. En la negociación, definir **cláusulas de penalización por atraso de entrega** (p. ej., 1% del valor por cada semana de retraso) y la división de responsabilidad por daños en tránsito.

Instalación y puesta en marcha: aclarar si la fábrica envía ingeniero a terreno, el período de estadía y quién asume los costos (normalmente viáticos + honorarios diarios a cargo del cliente). Se recomienda exigir soporte en terreno en el primer pedido y pactar en el contrato que la “finalización de la puesta en marcha e interconexión” sea el hito de pago del saldo —vincular el interés de la fábrica con el éxito del proyecto.

División de la postventa: cortar con claridad la responsabilidad remota y la de campo —diagnóstico remoto, actualizaciones de software y optimización de estrategias a cargo de la fábrica (exigir respuesta 7×24 horas y solución

propuesta en 48 horas); inspección en terreno y reemplazo de hardware a cargo del socio local (con capacitación y repuestos de la fábrica). En cuanto al stock de repuestos, se recomienda que el socio local mantenga en Santiago los repuestos críticos: **módulos de potencia del PCS, tarjetas de control del BMS, fusibles y contactores** —un solo módulo de PCS averiado sin repuesto implica 30 días de parada esperando el embarque marítimo.

Mecanismo de salida: la gestión del inventario en caso de fracaso de la cooperación (¿la fábrica recompra el stock no vendido?), la reversión de la autorización de marca y la continuidad de las obligaciones de garantía de los proyectos en vigencia deben pactarse por adelantado en el acuerdo marco. El mejor momento para negociar el mecanismo de salida es la luna de miel de la cooperación.

5.6 Errores comunes y guía para evitarlos

Error 1: mirar solo el precio y no la garantía ni la capacidad de respuesta postventa. Una fábrica que cotiza 10% más barato pero ofrece solo 3 años de garantía de celdas y responde la postventa en “semanas” termina costando más en el ciclo de vida. Corrección: comparar con LCOS (costo nivelado de almacenamiento) en vez del precio inicial de compra —BNEF y Ember ofrecen metodologías públicas; el LCOS de sistemas de 4 horas ya está en el orden de 65–78 USD/MWh .

Error 2: ignorar la compatibilidad de protocolos de comunicación. En el mercado existen “cabinets ensamblados” con BMS y PCS de distintos proveedores sin integración profunda de fábrica, que al llegar no logran ponerse en común y se reparten la culpa. Corrección: exigir el informe de pruebas de integración de fábrica (con tabla de puntos de comunicación) y hacer del “pase de la prueba de comunicación” una condición de aceptación de salida de fábrica.

Error 3: no pactar el plazo de suministro de repuestos. Esperar 3 meses por un repuesto tras una falla significa para el cliente C&I pérdidas de producción y para el distribuidor la quiebra de su reputación. Corrección: escribir en el contrato la lista de repuestos críticos en stock local, el plazo de reposición (recomendado ≤ 45 días) y la compensación por incumplimiento.

Error 4: creer la promesa “llave en mano” sin supervisión en terreno efectiva. Algunas fábricas prometen soporte total durante la venta y luego lo sustituyen por video remoto tras la firma, provocando retrasos de interconexión y reclamos del cliente. Corrección: vincular rígidamente los días de estadía del ingeniero en terreno, los hitos de puesta en marcha y los hitos de pago, y verificar la autenticidad del cumplimiento de la fábrica en el primer pedido antes de ampliar la cooperación.

Capítulo 6. Hoja de ruta para distribuidores e ingenierías

6.1 Fase 1 (0–3 meses): validación y exploración

El objetivo de esta fase es **seleccionar al socio fabricante calificado con el mínimo costo**. Acciones concretas: a través de SNEC (la feria de almacenamiento de Shanghái), Intersolar Europe, la Feria de Cantón o el contacto directo por LinkedIn/sitio web, preseleccionar 5–8 fábricas chinas con capacidad llave en mano; aplicar la lista del punto 5.4 en una primera ronda de filtro (solicitar SLD, BOM y casos en el extranjero) hasta reducir a 2–3 candidatas; luego tomar los datos de carga de un **cliente objetivo real** (un proveedor minero, un centro comercial, una planta de alimentos) y pedir a cada candidata una propuesta conceptual —este paso es casi gratuito y permite verificar simultáneamente la profesionalidad del diseño, la velocidad de

respuesta y la competitividad de la cotización. La calidad de la propuesta recibida (si diseña la estrategia de carga/descarga sobre la curva de carga, si la estimación de ingresos es conservadora y razonable, si la cotización está claramente desglosada) predice el futuro de la cooperación mucho mejor que el precio mismo.

6.2 Fase 2 (3–6 meses): pedido piloto y rodaje

Seleccionada 1 fábrica principal (con 1 de respaldo), firmar el primer pedido: **1–2 cabinets estándar, 500 kWh–1 MWh**, idealmente asociado a un proyecto de cliente real. Seguir de cerca cada eslabón —diseño de solución → producción → pruebas de fábrica → flete marítimo → desaduanamiento → instalación → puesta en marcha → interconexión— verificando si se cumplen las cláusulas negociadas en 5.5: ¿el plazo fue puntual?, ¿la integración de fábrica fue suficiente?, ¿llegó el soporte en terreno?, ¿la postventa responde a nivel? Se recomienda que el socio local asigne 1–2 ingenieros a participar en todo el proceso de instalación y puesta en marcha, sedimentando la experiencia de primera mano como capacidad técnica propia. En el primer pedido es preferible sacrificar margen antes que arriesgar la entrega: será la obra de referencia y la credencial de confianza para todos los clientes posteriores.

6.3 Fase 3 (6–18 meses): construir la cooperación de largo plazo

Superada la validación del primer pedido, la cooperación entra en fase de institucionalización: firmar con la fábrica un **acuerdo marco anual** (precios escalonados, volumen anual de compras, cláusulas de exclusividad regional —según el cumplimiento del primer pedido, decidir si se negocia la agencia exclusiva para Chile); establecer en Santiago un **almacén local de repuestos** (módulos de PCS, tarjetas de BMS, consumibles) para comprimir la respuesta postventa de “meses” a “días”; capacitar sistemáticamente al equipo de

instalación local, sustituyendo gradualmente la función de campo del ingeniero chino por ingenieros locales y reteniendo el margen de instalación y los ingresos de postventa en casa. Al mes 18, un socio local maduro debe tener: capacidad independiente de diseño de soluciones (la fábrica solo revisa), capacidad autónoma de entrega de instalaciones, y un sistema estable de suministro y precios asegurado por el acuerdo marco —momento en que puede escalar por la ruta del punto 5.3 hacia el modo suministro de equipos u OEM.

En esta fase hay dos cosas fáciles de pasar por alto pero de enorme valor. La primera es **capitalizar la obra de referencia**: empaquetar el primer proyecto como un caso completo (manual de proyecto en español, informes mensuales de operación, video testimonial del cliente) —es la llave maestra más poderosa para abrir las puertas de clientes mineros y grandes cuentas comerciales; la cultura de negocios chilena depende fuertemente de recomendaciones de confianza y visitas de terreno, y un proyecto en operación visitable vale más que cien páginas de folletos. La segunda es **productizar los ingresos de servicios**: empaquetar monitoreo remoto, mantenimiento anual y evaluación de salud de baterías como contratos de servicio anual (normalmente 3%–5% del valor del sistema por año) —este ingreso tiene un margen bruto muy superior a la venta de equipos y es el estabilizador de beneficios en un ciclo de precios de equipos a la baja.

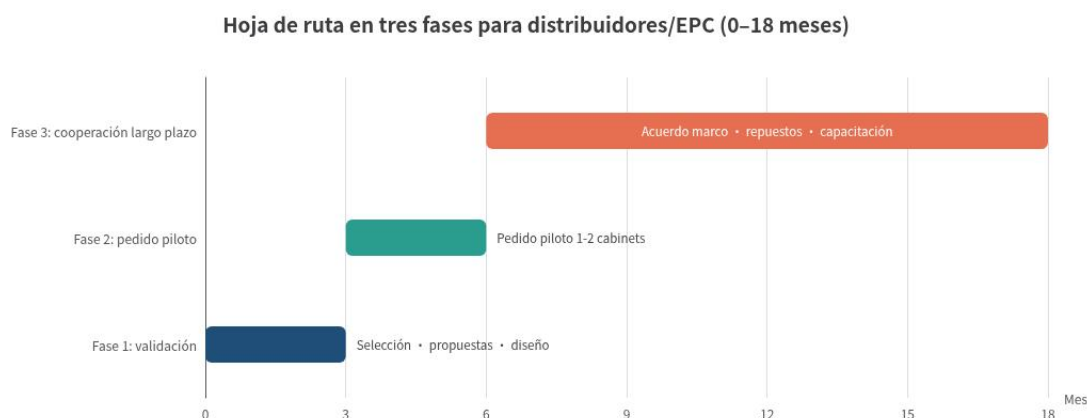


Figura 7: Hoja de ruta de acción

6.4 Lista de recursos clave

Asociaciones gremiales: ACERA (Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento) —puerta de entrada central a datos de mercado, dinámica de políticas y redes de contacto; GIE (Gremial de Independientes de Energía) —vanguardia del cabildeo de políticas PMGD; ACEN (gremial de comercializadoras de energía) —dinámica del mercado de clientes libres. **Ferias clave:** Expo Solar Chile (Santiago), Intersolar South America (São Paulo, 25–27 de agosto de 2026), ciclo de conferencias StorageLATAM (cumbre de almacenamiento de Santiago, 27 de octubre de 2026) . **Fuentes de información gubernamental:** CNE (Comisión Nacional de Energía —licitaciones y decretos tarifarios), SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles —estadísticas de Net Billing y normas técnicas), SEIA (Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental —indicador adelantado de la cartera de proyectos). **Canales de contacto con fábricas chinas:** feria SNEC de Shanghái (cada junio, la mayor feria de almacenamiento del mundo), Intersolar Europe (Múnich), Feria de Cantón, y el contacto directo vía LinkedIn o sitios web corporativos —para fábricas con calificación de exportación, un correo de consulta en español/inglés con información de un proyecto real suele recibir respuesta en 48 horas.

Capítulo 7. Advertencias de riesgo

Riesgo de cambios de política: las reformas DS 88/DS 125 fueron retiradas para revisión por el nuevo gobierno en marzo de 2026; aunque el consenso sectorial es que la dirección de apoyo al almacenamiento no cambia, el calendario tiene incertidumbre ; la reforma del precio horario PMGD puede alterar la estructura de ingresos de los proyectos existentes, y la regla de revalorización gatillada por el retrofit debe evaluarse caso por caso . **Riesgo**

cambiario: la volatilidad del peso chileno frente al dólar supera persistentemente el promedio latinoamericano; los proyectos C&I facturan en pesos y compran equipos en dólares —se recomienda cubrir con contratos denominados en dólares o cobertura financiera. **Riesgo de flete y daños de carga:** la volatilidad de espacios para mercancías peligrosas, la congestión portuaria y los daños en tránsito (las baterías de litio son sensibles a vibración y temperatura) deben cubrirse con seguros y cláusulas contractuales.

Riesgo de cumplimiento de la fábrica china: en un contexto de sobre capacidad, algunas fábricas pequeñas y medianas capturan pedidos con precios bajos y luego reducen la calidad de entrega, o incluso salen del negocio —la sobre capacidad es un dividendo para el comprador, pero también acelera la rotación de proveedores; elegir fábricas con más de 5 años de trayectoria y antecedentes de entregas al extranjero es la línea de defensa básica. **Riesgo de cambios en estándares de interconexión:** las normas técnicas chilenas de interconexión (NTSyCS y otras) se actualizan continuamente, y los requisitos de protecciones y comunicación para proyectos C&I pueden endurecerse; la selección de equipos debe conservar margen de actualización de software. Finalmente, se reitera: este informe no constituye asesoramiento de inversión; toda decisión de proyecto debe basarse en debida diligencia independiente y asesoría profesional.

Anexo: Panel de datos clave y mapa mental

Panel de datos clave del mercado de almacenamiento C&I de Chile

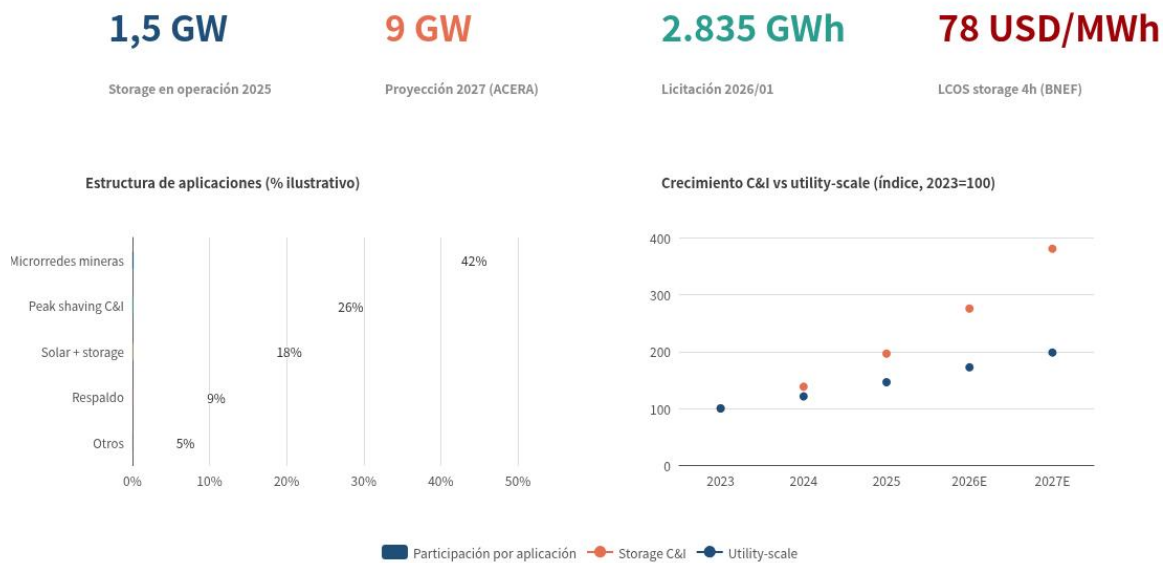


Figura 9: Panel de datos clave del mercado C&I de Chile

Mapa de calor del spread punta-valle del mercado spot por región (ilustrativo)

USD/MWh · El norte de alta irradiación presenta spreads notablemente mayores que el centro-sur

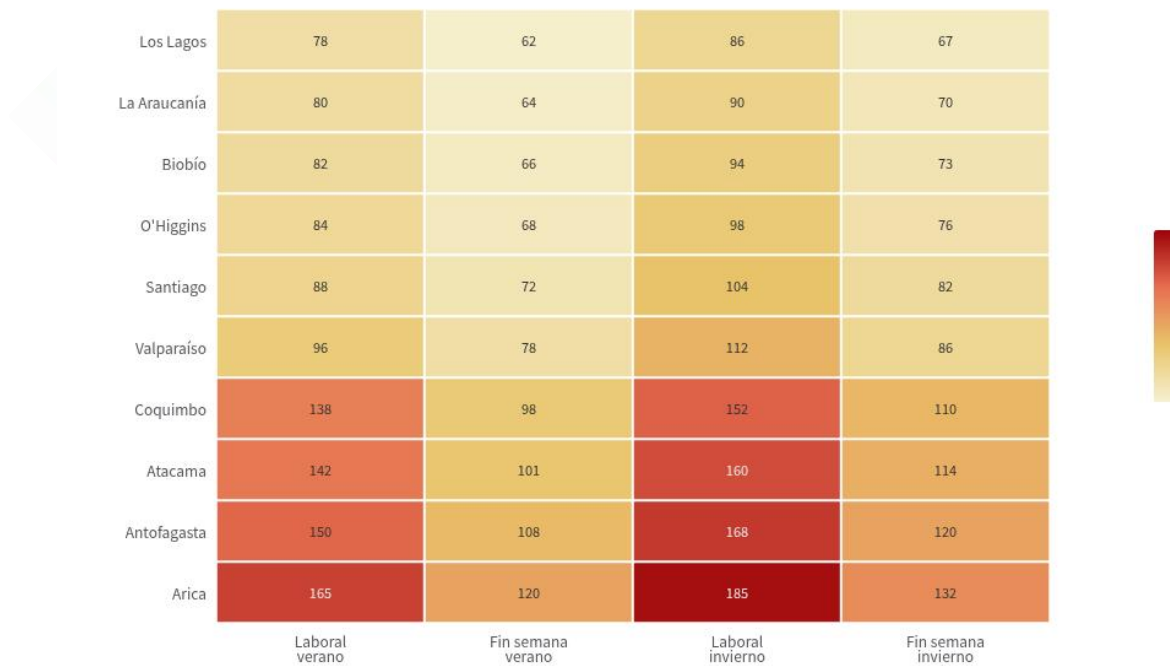


Figura 3: Mapa de calor del spread punta-valle por región de Chile



Figura 8: Mapa mental del informe