



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UN MODELO DE NEGOCIO PPA FOTOVOLTAICO

Autor: Jaime Landecho Torres
Director: Dr. Antonio Ramírez del Río

MADRID | Junio 2026

Agradecimientos

A mi familia por permitirme estudiar en la Universidad Pontificia Comillas y a mis amigos por convertirlo en la mejor etapa de mi vida.

Resumen

El presente trabajo analiza la viabilidad comercial y financiera de un modelo de negocio basado en contratos de Power Purchase Agreement (PPA) fotovoltaico dirigido a pequeñas y medianas empresas industriales en España en el horizonte 2026–2030. El modelo propuesto, denominado Jaime LT Placas Solares, financia, instala y mantiene infraestructura solar en tejados industriales sin coste inicial para el cliente, quien paga únicamente por la energía producida a un precio equivalente al 75 % del precio de mercado. La investigación combina análisis estratégico del entorno —mediante herramientas PESTEL, Porter y DAFO—, análisis documental de fuentes primarias del sector y modelización financiera con horizonte quinquenal. Los resultados muestran que el modelo genera un Valor Actual Neto de 2.129.615 € a una tasa del 10 % y un flujo de caja operativo positivo desde el primer año de actividad, manteniéndose viable en todos los escenarios de estrés evaluados. Se identifican tres hipótesis críticas cuya quiebra comprometería la viabilidad del modelo: la disponibilidad de financiación bancaria al 85 % del CAPEX desde el inicio, el mantenimiento del precio eléctrico por encima de 0,16 €/kWh y la ejecución comercial superior al 40 % del plan proyectado.

Palabras clave: *energía solar fotovoltaica, Power Purchase Agreement, PPA, modelo de negocio, pymes industriales, viabilidad financiera, autoconsumo empresarial, España.*

Índice

1	Introducción.....	1
1.1	Contexto y motivación del proyecto.....	1
1.2	Pregunta de investigación y objetivos	2
1.3	Metodología.....	3
1.4	Estructura del trabajo.....	4
2	Entorno y análisis del sector fotovoltaico en España	7
2.1	Marco conceptual y estado del arte	7
2.1.1	Diseño de modelos de negocio: el Business Model Canvas.....	7
2.1.2	Estrategia competitiva y ventaja sostenible	7
2.1.3	Contratos PPA como instrumento de financiación de renovables	8
2.1.4	Estructura de capital: apalancamiento y creación de valor.....	8
2.2	Marco regulatorio y políticas de fomento.....	9
2.3	Evolución del mercado solar y del autoconsumo empresarial	9
2.4	Análisis PESTEL y DAFO	10
2.5	Cuantificación del mercado potencial: embudo de mercado.....	12
3	Análisis del mercado de PPA fotovoltaico B2B	14
3.1	Segmentación del mercado y perfil del cliente objetivo.....	14
3.2	Benchmarking de modelos competitivos.....	15
3.3	Oportunidades y barreras de entrada al segmento	16
3.4	Análisis documental de evidencia sectorial	17
4	Modelo de negocio de Jaime LT Placas Solares	19
4.1	Propuesta de valor	19
4.2	Estructura del contrato PPA y mecanismo de tarifa.....	19
4.3	Perfiles de instalación y modelo de ingresos	20
4.4	Business Model Canvas.....	21

4.5	Simplificaciones declaradas del modelo.....	22
5	Plan operativo y estrategia comercial.....	24
5.1	Estructura organizativa y alianzas clave.....	24
5.2	Estrategia de captación de clientes y embudo comercial	25
5.3	Consideraciones medioambientales y de sostenibilidad.....	26
6	Análisis económico-financiero	28
6.1	Hipótesis financieras y justificación de fuentes	28
6.2	Proyecciones financieras 2026–2030: escenario base	29
6.3	Indicadores de viabilidad: VAN y TIR	31
6.4	Análisis de sensibilidad: las palancas que más importan	31
6.5	Escenarios de estrés y punto de ruptura del modelo.....	32
6.6	Análisis de riesgos: priorización y mitigación	33
6.7	Retorno para el inversor externo	35
6.8	Supuestos del modelo y condiciones necesarias para la viabilidad.....	35
7	Conclusiones.....	39
7.1	Respuesta a la pregunta de investigación	39
7.2	Respuesta a los objetivos específicos	39
7.3	Limitaciones del trabajo	40
7.4	Implicaciones prácticas y líneas de investigación futura.....	41
8	Declaración de uso de herramientas de IAG	42
9	Referencias	44

Índice de tablas

Tabla 1. Objetivos específicos del trabajo y capítulo de respuesta.....	2
Tabla 2. Análisis PESTEL de Jaime LT Placas Solares	10
Tabla 3. Análisis DAFO de Jaime LT Placas Solares	11
Tabla 4. Embudo de mercado de Jaime LT Placas Solares	12
Tabla 5. Segmentación del mercado objetivo de Jaime LT	14
Tabla 6. Benchmarking de modelos competitivos	15
Tabla 7. Validación documental de hipótesis clave del modelo	17
Tabla 8. Evolución del precio PPA en el escenario base	20
Tabla 9. Parámetros por perfil de instalación	21
Tabla 10. Business Model Canvas de Jaime LT Placas Solares	21
Tabla 11. Simplificaciones declaradas del modelo	23
Tabla 12. Estructura organizativa por fases	24
Tabla 13. Embudo comercial de Jaime LT Placas Solares.....	25
Tabla 14. Impacto estimado de reducción de emisiones CO ₂ por perfil.....	26
Tabla 15. Cuenta de resultados y flujo de caja 2026–2030	29
Tabla 16. Análisis de sensibilidad univariante (tornado).....	31
Tabla 17. Escenarios de estrés: ejecución comercial y morosidad	32
Tabla 18. Mapa de riesgos priorizado (top 5)	34
Tabla 19. Hipótesis críticas del modelo: origen, justificación y umbral de ruptura	36
Tabla 20. Respuesta explícita a los seis objetivos específicos del trabajo.....	39

Índice de ilustraciones

(No se incluyen ilustraciones en este trabajo)

Glosario

AEBAN: *Asociación Española de Business Angels*

APPA: *Asociación de Productores de Energías Renovables*

BMC: *Business Model Canvas*

CAPEX: *Capital Expenditure (inversión en activos fijos)*

CESCE: *Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación*

CNMC: *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*

DAFO: *Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades*

EBITDA: *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*

EPC: *Engineering, Procurement and Construction*

ESG: *Environmental, Social and Governance*

FCF: *Free Cash Flow (flujo de caja libre)*

FFF: *Friends, Family and Fools*

IDAE: *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*

ICO: *Instituto de Crédito Oficial*

IEA PVPS: *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*

IRENA: *International Renewable Energy Agency*

IS: *Impuesto de Sociedades*

kWh: *Kilovatio-hora*

kWp: *Kilovatio pico*

MITECO: *Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*

MOIC: *Multiple on Invested Capital*

OMIE: *Operador del Mercado Ibérico de Energía*

PESTEL: *Political, Economic, Social, Technological, Environmental and Legal*

PNIEC: *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*

PPA: *Power Purchase Agreement*

REE: *Red Eléctrica de España*

TAE: *Tasa Anual Equivalente*

TIR: *Tasa Interna de Retorno*

UNEF: *Unión Española Fotovoltaica*

VAN: *Valor Actual Neto*

WACC: *Weighted Average Cost of Capital (coste medio ponderado del capital)*

1 Introducción

1.1 Contexto y motivación del proyecto

La transición energética ocupa un lugar central en la agenda económica española. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030 fija como objetivo que las energías renovables representen el 74 % de la generación eléctrica en 2030, con la energía solar fotovoltaica como principal vector de crecimiento. En este contexto, la generación distribuida en tejados industriales —el denominado autoconsumo empresarial— se ha convertido en uno de los instrumentos más relevantes para acelerar la descarbonización del sector productivo sin requerir nueva infraestructura de red.

Sin embargo, la adopción masiva de la energía solar en el segmento de las pequeñas y medianas empresas (pymes) industriales se enfrenta a una barrera estructural: el coste de la inversión inicial. Una instalación fotovoltaica de potencia media (100 kWp) supone un desembolso de entre 60.000 y 80.000 euros que, para muchas pymes, representa un compromiso de capital difícil de asumir. Esta tensión entre la conveniencia económica del solar y la restricción financiera del cliente es el punto de partida de este trabajo.

El modelo de Power Purchase Agreement (PPA) ofrece una solución estructural a este problema. En un PPA, es el proveedor quien financia, instala y mantiene la infraestructura fotovoltaica; el cliente paga únicamente por la energía producida, a un precio pactado e inferior al precio de mercado. El cliente obtiene ahorro inmediato en su factura eléctrica sin inversión inicial ni deuda en su balance; el proveedor obtiene ingresos recurrentes durante el plazo del contrato, respaldados por el activo físico instalado, del que mantiene la propiedad.

Este trabajo estudia si es posible construir un modelo de negocio PPA viable en el segmento de pymes industriales de entre 30 y 300 kWp —un nicho que los grandes operadores no atienden de forma sistemática—. El modelo se financia mediante una ronda de equity inicial con inversores privados y financiación bancaria por proyecto, sin aportación de capital propio del fundador ni dependencia de subvenciones públicas.

1.2 Pregunta de investigación y objetivos

La pregunta central que articula este trabajo es la siguiente: ¿Es viable comercial y financieramente un modelo de negocio basado en contratos PPA de energía solar fotovoltaica dirigido a pymes industriales españolas en el horizonte 2026–2030?

Para responder a esta pregunta se plantean seis objetivos específicos, cada uno de los cuales se desarrolla en el capítulo indicado y recibe respuesta explícita en las conclusiones.

Tabla 1. Objetivos específicos del trabajo y capítulo de respuesta. Fuente: Elaboración propia.

#	Objetivo específico	Capítulo de respuesta
O1	Caracterizar el entorno regulatorio y de mercado en el que operaría la empresa, identificando oportunidades y amenazas para el período 2026–2030.	Capítulo 2 — Entorno y sector fotovoltaico
O2	Cuantificar el mercado potencial accesible para un operador de tamaño reducido, distinguiendo el potencial técnico total del mercado objetivo real.	Capítulo 2 — Embudo de mercado (§2.5)
O3	Diseñar y justificar el modelo de negocio PPA, incluyendo la estructura tarifaria, el mecanismo de protección frente a la volatilidad de precios y la estructura de financiación.	Capítulos 3 y 4 — Mercado y modelo de negocio
O4	Proyectar y evaluar la viabilidad financiera del plan mediante VAN, TIR y FCF, bajo escenario base y escenarios de estrés.	Capítulo 6 — Análisis financiero

O5	Identificar y priorizar los principales riesgos operativos y financieros del modelo, y valorar la robustez del plan ante variaciones en las hipótesis clave.	Capítulo 6 — Análisis de sensibilidad y mapa de riesgos (§6.4–6.6)
O6	Evaluar el impacto medioambiental del modelo, estimando la reducción de emisiones de CO ₂ asociada a la cartera proyectada.	Capítulo 5 — Plan operativo y sostenibilidad (§5.3)

1.3 Metodología

Este trabajo adopta un enfoque aplicado de análisis de viabilidad empresarial, combinando métodos cualitativos y cuantitativos en tres etapas secuenciales.

La primera etapa es de análisis estratégico del entorno. Se aplican las herramientas PESTEL, el análisis de las cinco fuerzas de Porter (1996) y el análisis DAFO para caracterizar el contexto sectorial y la posición competitiva del modelo propuesto. Este análisis se nutre de fuentes secundarias institucionales: informes del IDAE, la CNMC, el MITECO, REE, APPA y UNEF, así como informes de consultoría sectorial.

La segunda etapa incorpora investigación documental de fuentes primarias del sector. En ausencia de un mercado PPA pyme consolidado en España —lo que impide el acceso a datos de panel o encuestas representativas—, se han analizado informes de operadores PPA, documentos de asociaciones sectoriales (UNEF, APPA) y memorias anuales de empresas comparables (EiDF Solar, Holaluz, Nexus Energía). Esta evidencia se complementa con publicaciones especializadas sobre barreras de adopción, tasas de conversión comercial y perfiles de cliente en el segmento industrial. Los resultados se presentan en el apartado §3.4 y se integran en la justificación de hipótesis del plan financiero.

La tercera etapa es la modelización financiera. Se construye un modelo en Excel con horizonte quinquenal (2026–2030) para tres perfiles de instalación (30, 100 y 300 kWp) y una cartera proyectada de hasta 40 contratos acumulados en el año 5. El modelo

proyecta la cuenta de resultados y los flujos de caja, y calcula el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) bajo escenario base y escenarios de estrés. Todas las hipótesis financieras están ancladas en fuentes verificables: el precio medio de la electricidad industrial procede de series históricas de la CNMC; las horas equivalentes de producción fotovoltaica, del Atlas de Radiación Solar del IDAE; los tipos de financiación bancaria, del Euribor publicado por el Banco de España.

El trabajo no se apoya en encuestas de gran muestra ni en técnicas econométricas de inferencia estadística, lo que constituye una limitación inherente a un plan de negocio de nueva creación. El análisis documental de fuentes primarias del sector y el análisis de sensibilidad sobre las hipótesis clave son los principales mecanismos de validación empleados para compensar esta limitación, que se discute explícitamente en el capítulo 7.

1.4 Estructura del trabajo

El trabajo se estructura en siete capítulos que avanzan desde el análisis del entorno hasta las conclusiones, siguiendo la lógica de un plan de negocio académicamente fundamentado.

El capítulo 2 contextualiza el entorno en el que opera Jaime LT: marco conceptual y estado del arte, marco regulatorio vigente, evolución del mercado solar y del autoconsumo empresarial, análisis PESTEL y cuantificación del mercado potencial mediante un embudo que acota el universo de pymes industriales accesibles.

El capítulo 3 analiza el mercado específico de PPA fotovoltaico B2B: segmentación del cliente objetivo, benchmarking competitivo, oportunidades y barreras de entrada, y análisis documental de evidencia sectorial sobre el comportamiento del segmento.

El capítulo 4 presenta el modelo de negocio: propuesta de valor, estructura del contrato PPA y mecanismo de tarifa, perfiles de instalación, Business Model Canvas y simplificaciones declaradas del modelo.

El capítulo 5 describe el plan operativo y la estrategia comercial: estructura organizativa, alianzas clave, embudo comercial y consideraciones de sostenibilidad medioambiental.

El capítulo 6 contiene el análisis financiero: hipótesis con fuentes explícitas, proyecciones de cuenta de resultados y flujos de caja, evaluación de la rentabilidad (VAN y TIR),

análisis de sensibilidad sobre las variables críticas, escenarios de estrés, mapa de riesgos priorizado y análisis de las condiciones necesarias para la viabilidad del modelo.

El capítulo 7 cierra el trabajo con las conclusiones, que responden de forma explícita a la pregunta de investigación y a cada uno de los seis objetivos específicos, junto con una reflexión sobre las limitaciones del trabajo y las posibles líneas de investigación futura.

2 Entorno y análisis del sector fotovoltaico en España

Este capítulo contextualiza el entorno en el que opera Jaime LT Placas Solares. Se analizan, en primer lugar, los fundamentos teóricos que sustentan el modelo de negocio (§2.1); a continuación, el marco regulatorio vigente (§2.2); la evolución del mercado solar (§2.3); el análisis PESTEL y DAFO (§2.4); y, finalmente, la cuantificación del mercado potencial (§2.5).

2.1 Marco conceptual y estado del arte

2.1.1 Diseño de modelos de negocio: el Business Model Canvas

Osterwalder y Pigneur (2010) proponen el Business Model Canvas (BMC) como herramienta para describir y analizar modelos de negocio a través de nueve bloques interrelacionados. Su utilidad no reside solo en su poder descriptivo, sino en su capacidad para evidenciar tensiones internas del modelo —en particular, la coherencia entre la propuesta de valor y la estructura de ingresos— y para comunicarlo de forma sintética a inversores. Aplicado al modelo PPA de Jaime LT, el BMC pone de manifiesto una característica distintiva frente al modelo EPC dominante en el sector: la fuente de ingresos es recurrente —el cobro mensual por kWh producido durante diez años— en lugar de puntual. Esta diferencia estructural tiene implicaciones directas sobre la resiliencia ante shocks de demanda y sobre la valoración a largo plazo de la empresa (§4.4).

2.1.2 Estrategia competitiva y ventaja sostenible

Porter (1996) distingue entre eficiencia operativa y posicionamiento estratégico, argumentando que la ventaja competitiva sostenible solo se obtiene mediante trade-offs deliberados. En el mercado instalador fotovoltaico español, la mayoría de operadores compiten en eficiencia dentro del modelo EPC. El posicionamiento de Jaime LT es radicalmente diferente: renuncia a los ingresos puntuales de la instalación y asume la propiedad de los activos a cambio de ingresos recurrentes a diez años. Este trade-off —que excluye a Jaime LT del mercado de clientes que prefieren comprar la instalación— es precisamente lo que hace sostenible su ventaja frente a instaladores locales que no

pueden asumir el capital inmovilizado que exige el modelo PPA. El análisis de las cinco fuerzas aplicado al sector revela rivalidad baja en el segmento PPA pyme 30–300 kWp, amenaza de sustitutos media y poder de negociación del cliente alto —moderado por la ausencia de alternativas sin coste de capital—.

2.1.3 Contratos PPA como instrumento de financiación de renovables

Los Power Purchase Agreements son contratos a largo plazo mediante los cuales un generador de energía renovable vende la producción eléctrica directamente a un consumidor a un precio acordado. La literatura académica ha estudiado los PPAs principalmente en modelos de autoconsumo residencial y en el segmento de mediana empresa (Rai & Sigrin, 2013), así como en el contexto de las políticas de apoyo a las renovables en Estados Unidos (Wiser et al., 2011). Winston (2016) documenta la extensión del modelo al segmento industrial de tamaño medio, señalando que los PPAs resuelven la principal barrera de adopción de renovables en las pymes: la falta de capital para la inversión inicial. La literatura identifica tres condiciones necesarias para la viabilidad de un PPA industrial: horizonte contractual mínimo de 7–10 años, activo tangible como garantía bancaria y perfil de consumo predominantemente diurno. El modelo de Jaime LT cumple las tres: contrato de 10 años, propiedad de las placas como garantía, y selección de clientes con consumo diurno superior a 50.000 kWh/año.

2.1.4 Estructura de capital: apalancamiento y creación de valor

Modigliani y Miller (1958) demostraron que en mercados perfectos la estructura de capital es irrelevante para el valor total de la empresa. En presencia de impuestos y costes de insolvencia, la teoría del trade-off (Kraus y Litzenberger, 1973) sostiene que existe una estructura óptima que maximiza el valor al equilibrar el beneficio fiscal de la deuda con su coste en términos de riesgo. Esta base teórica es directamente aplicable al modelo de Jaime LT: el 85 % del CAPEX de cada instalación se financia mediante deuda por proyecto, generando un efecto apalancamiento significativo sobre la rentabilidad del equity. La TIR del 324,4 % en el escenario base no refleja eficiencia operativa excepcional sino el efecto matemático del apalancamiento: el equity inicial es pequeño en relación con el activo total generado. Esta distinción se desarrolla explícitamente en el capítulo 6.

2.2 Marco regulatorio y políticas de fomento

El sector fotovoltaico español opera bajo un marco que combina directrices europeas, legislación estatal y normativa autonómica. Los elementos con mayor impacto directo sobre el modelo de Jaime LT son los siguientes.

El PNIEC 2021–2030 fija como objetivo 76 GW fotovoltaicos instalados en 2030 (MITECO, 2021), creando un marco de incentivos estructural sin establecer mecanismos de apoyo directo al autoconsumo industrial de pequeña y mediana escala. El Real Decreto 244/2019 reguló el autoconsumo eléctrico en España, eliminando el denominado impuesto al sol y estableciendo las condiciones técnicas y administrativas para la conexión de instalaciones. Este decreto es el marco legal de referencia para los contratos PPA en el segmento de autoconsumo industrial.

Los fondos Next Generation EU canalizaron subvenciones de entre el 30 % y el 65 % del CAPEX para instalaciones de autoconsumo en pymes industriales. Sin embargo, a la fecha del presente trabajo, el programa cierra en agosto de 2026 y ha desembolsado aproximadamente el 40 % de los fondos comprometidos. Las barreras de acceso han sido significativas: garantías previas de 20.000 euros por MW, pago adelantado de costes, plazos de resolución superiores a doce meses y elevada carga administrativa. Estas barreras han excluido de facto a un número relevante de pymes que constituyen el mercado objetivo de Jaime LT. A partir de agosto de 2026, el programa España Crece sustituye las subvenciones por préstamos ICO, que exigen que el cliente se endeude en su propio balance —el perfil exacto de cliente al que el PPA ofrece una alternativa—. El impacto de las subvenciones como amenaza competitiva se calibra en consecuencia como bajo-medio en el análisis DAFO.

2.3 Evolución del mercado solar y del autoconsumo empresarial

España es el segundo mercado fotovoltaico de Europa por potencia instalada, con aproximadamente 7.200 MW en tejados industriales a finales de 2025 (UNEF, 2025). Este crecimiento ha generado un fenómeno de saturación selectiva: los tejados con las mejores condiciones técnicas —orientación sur, estructura sólida, construcción post-1990, consumo elevado y diurno— han sido los primeros en captarse. Se estima que entre el 40 % y el 50 % de los tejados industriales en las zonas de mayor irradiación ya cuentan

con instalación (IDAE, 2024). Esta saturación reduce el universo de clientes potenciales en las zonas más maduras, pero deja sin servicio a un segmento numeroso de pymes que no han instalado paneles por falta de capital, por haber fracasado en la tramitación de subvenciones o por haber descartado el endeudamiento bancario —el nicho estratégico de Jaime LT—.

El caso de EiDF Solar es la referencia de mercado más relevante. Esta empresa española validó el modelo PPA en el segmento corporativo (>22 MW) pero entró en dificultades financieras en 2023–2024 por un crecimiento agresivo financiado con deuda corporativa. La lección es doble: el PPA es viable en España cuando está bien calibrado, y el riesgo crítico reside en la estructura de financiación, no en la propuesta de valor. Jaime LT extrae esta lección directamente: crecimiento conservador (máximo 15 contratos/año), sin deuda corporativa, financiando cada proyecto con el propio activo instalado. El precio medio industrial osciló entre 0,107 €/kWh en 2020 y 0,228 €/kWh en 2022 (CNMC, 2024); La Agencia Internacional de Energías Renovables advierte de que el exceso de capacidad solar podría presionar los precios a la baja en 2026–2030 (IRENA, 2025), riesgo mitigado por el suelo tarifario (§4.2).

2.4 Análisis PESTEL y DAFO

La Tabla 2 presenta el análisis PESTEL del macroentorno con incidencia directa sobre la viabilidad del modelo en el horizonte 2026–2030.

Tabla 2. Análisis PESTEL de Jaime LT Placas Solares. Fuente: Elaboración propia.

Dimensión	Factor	Impacto sobre el modelo	Signo
Político	PNIEC 2030: 76 GW fotovoltaico objetivo. Estabilidad regulatoria europea de renovables.	Marco estructuralmente favorable al despliegue solar. Reduce el riesgo regulatorio de largo plazo.	+
Político	Riesgo de modificación del RD 244/2019 sobre autoconsumo.	Probabilidad baja en horizonte 2026–2030. Impacto medio si ocurre.	– (bajo)
Económico	Precio medio electricidad industrial: 0,20 €/kWh en 2026	El suelo tarifario de 0,12 €/kWh protege el margen de Jaime LT. La caída de precio	Mixto

	(CNMC). Riesgo de caída por exceso de capacidad solar (IRENA, 2025; CNMC, 2024).	amplía la propuesta de valor del PPA para el cliente.	
Económico	Euribor y tipos de interés: préstamos por proyecto referenciados a 5,5% TAE (Banco de España, 2025).	Subida de 100 pb reduce el VAN en ~213.000 €. Impacto moderado, gestionable con fijación de tipo.	– (mod.)
Económico	Ciclo económico: deterioro del consumo industrial o contracción del crédito pyme.	Reduce disposición a firmar contratos a 10 años. Principal riesgo comercial en escenario pesimista.	– (mod.)
Social	Presión ESG creciente sobre pymes: proveedores y distribuidores exigen métricas de huella de carbono.	Refuerza el argumento comercial del PPA como vía de descarbonización sin inversión. Creciente diferenciación.	+
Tecnológico	Coste del panel fotovoltaico en caída sostenida: reducción >90% desde 2010 (IRENA, 2025). 600 €/kWp en 2024.	Reduce el CAPEX futuro de nuevas instalaciones, mejorando el margen por contrato en años 3–5.	+
Ecológico	Objetivos Fit for 55 de la UE. Factor de emisión eléctrico: 0,18 kg CO ₂ /kWh (REE, 2024).	La reducción de CO ₂ por instalación es cuantificable y certificable. Argumento ESG de diferenciación.	+
Legal	RD 244/2019: obligaciones del propietario de la instalación (Jaime LT) en seguridad, mantenimiento y notificación a REE.	Responsabilidades técnicas y legales durante toda la vida del contrato. Gestionadas mediante seguro integral.	– (bajo)

El balance del análisis PESTEL es neto favorable: los factores positivos —estabilidad regulatoria, caída del coste tecnológico, presión ESG y cierre de subvenciones que amplían el mercado— superan a los negativos, cuyo impacto está acotado y en gran parte gestionado mediante los mecanismos del propio contrato PPA. La Tabla 3 sintetiza las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas del modelo.

Tabla 3. Análisis DAFO de Jaime LT Placas Solares. Fuente: Elaboración propia.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
· Ahorro garantizado 25% sin inversión ni deuda para el cliente. · Ingresos recurrentes a 10 años: resiliencia ante shocks de demanda. · Suelo 0,12 €/kWh con margen 15–42% sobre break-even real. · Sin deuda corporativa: equity externo sin coste fijo. · FCF operativo positivo desde el año 1 (100.666 € en 2026).	· Modelo capital-intensivo: 15% CAPEX equity por contrato inmovilizado 5 años. · Dependencia de financiación bancaria por proyecto desde año 1 (hipótesis crítica). · Ausencia de track record en las primeras instalaciones. · Ciclo de venta largo (3–6 meses) con tasa de rechazo técnico del 20–30%.
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
· Cierre Next Generation EU (agosto 2026): amplía el segmento sin acceso a financiación gratuita. · Nicho PPA pymes 30–300 kWp: sin operadores especializados en España. · Demanda ESG creciente: diferenciación sin coste adicional. · Mercado objetivo de 15.000–20.000 naves; cuota objetivo <0,5%.	· Caída precio eléctrico por exceso capacidad solar: activa el suelo, reduce descuento percibido por el cliente. Impacto: medio. · Entrada de nuevos competidores PPA pyme en el horizonte 2027–2030. Impacto: medio. · ICO Verde / España Crece: alternativa de deuda para pymes con buen crédito. Impacto: bajo-medio. · Subida del coste de la deuda (Euribor): encarece préstamos por proyecto. Impacto: moderado.

2.5 Cuantificación del mercado potencial: embudo de mercado

La cuantificación del mercado potencial cumple una función doble: fundamenta la hipótesis de captación comercial (máximo 15 contratos por año) y demuestra que dicha hipótesis es conservadora respecto al mercado disponible. El punto de partida es el potencial técnico total del tejado industrial en España: el IDAE estima aproximadamente 6.900 MW instalables en cubiertas industriales en zonas de alta irradiación, lo que equivale a unas 180.000 naves industriales en las zonas solares prioritarias (APPA, 2024). A este universo se aplican sucesivos filtros de exclusión técnica y comercial.

Tabla 4. Embudo de mercado de Jaime LT Placas Solares. Fuente: Elaboración propia a partir de IDAE (2024), APPA (2024), UNEF (2025).

Etapa	Naves estimadas	Criterio de exclusión aplicado	Fuente
1	180.000	Naves industriales en zonas solares prioritarias	IDAE / APPA (2024)
2	~90.000	Sin amianto (construcción post-1990): ~50% del parque excluido	Estimación sectorial
3	45.000–54.000	Sin placas instaladas: saturación estimada del 40–50% en zonas clave	UNEF (2024, 2025)
4	~25.000	Con consumo relevante (>50.000 kWh/año) y orientación sur correcta	Estimación técnica propia
5	15.000–20.000	Mercado objetivo real tras rechazo técnico en visita (20–30%)	Estimación propia

El mercado objetivo real de Jaime LT se sitúa entre 15.000 y 20.000 naves industriales. Frente a este universo, captar un máximo de 40 contratos acumulados en cinco años representa una cuota de mercado inferior al 0,5 %. Esta proporción es la respuesta cuantitativa más directa a la crítica del modelo excesivamente optimista: el tamaño de mercado es varias órdenes de magnitud superior al objetivo comercial de la empresa. Los segmentos con mayor densidad de mercado no captado son los polígonos industriales en Castilla-La Mancha, Extremadura, Murcia y Andalucía, donde la penetración fotovoltaica es todavía baja y la irradiación media supera las 1.600 horas de sol pico anuales.

3 Análisis del mercado de PPA fotovoltaico B2B

Este capítulo analiza el mercado específico en el que opera Jaime LT: el segmento de contratos PPA para pymes industriales en España en el horizonte 2026–2030. Se estructura en cuatro apartados: segmentación del cliente objetivo (§3.1), benchmarking de modelos competitivos (§3.2), oportunidades y barreras de entrada (§3.3) y análisis documental de evidencia sectorial (§3.4).

3.1 Segmentación del mercado y perfil del cliente objetivo

El mercado objetivo de Jaime LT está definido por cuatro criterios de selección positiva: construcción posterior a 1990 (ausencia de amianto), consumo eléctrico anual superior a 50.000 kWh, cubierta orientada al sur con superficie libre mínima de 500 m², y perfil de consumo predominantemente diurno. Los criterios de exclusión son simétricos: naves pre-1990, almazaras y procesos estacionales con campaña en otoño-invierno (desajuste entre producción solar y consumo), e instalaciones con consumo mayoritariamente nocturno. Esta delimitación responde a las condiciones de viabilidad técnica de la instalación y a los requisitos de rentabilidad del contrato PPA, no a una decisión comercial arbitraria.

Dentro del mercado objetivo, cuatro segmentos presentan características especialmente favorables para la adopción del PPA, por su combinación de perfil técnico compatible, consumo relevante y sensibilidad al argumento de ahorro o ESG.

Tabla 5. Segmentación del mercado objetivo de Jaime LT. Fuente: Elaboración propia.

Segmento	Perfil	Atractivo PPA	Geografía prioritaria
Logística y transporte	Naves >2.000 m ² , construcción reciente, consumo diurno (climatización, carga VE, sistemas clasificación).	Alta. Grandes superficies, orientación favorable, consumo constante.	Alta concentración en polígonos 1 ^a y 2 ^a corona de grandes ciudades.

Agroindustria ciclo continuo	Plantas de frío industrial, envasado y procesado continuo, bodegas producción todo el año.	Muy alta. Pico de consumo en verano coincide con máxima producción solar.	Murcia, Andalucía, Valencia, Castilla-La Mancha.
Industria alimentaria y bebidas	Naves con producción diurna continua, sensibilidad ESG creciente por presión de grandes distribuidores.	Alta. Argumento comercial dual: ahorro + descarbonización de cadena de valor.	Nacional, con concentración en zonas de alta irradiación.
Polígonos nuevos (post-2010)	Naves sin instalación previa, promotores e inquilinos con exigencias BREEAM/LEED.	Media-alta. PPA puede ofrecerse integrado en contrato de arrendamiento.	Expansión periurbana en CCAA con crecimiento industrial.

La priorización comercial entre segmentos se determina en función de tres variables: densidad de naves que cumplen los criterios técnicos, velocidad de decisión del interlocutor y sensibilidad al argumento económico frente al argumento ESG. El segmento de agroindustria de ciclo continuo presenta el perfil más favorable en las tres dimensiones y constituye el segmento prioritario en la fase inicial de actividad.

3.2 Benchmarking de modelos competitivos

El análisis competitivo del mercado PPA para pymes industriales revela la ausencia de un competidor directo especializado en el segmento 30–300 kWp. Los principales modelos alternativos con los que Jaime LT compite —directa o indirectamente— se recogen en la Tabla 6.

Tabla 6. Benchmarking de modelos competitivos. Fuente: Elaboración propia.

Modelo Competidor	/ Segmento	Propuesta de valor	Diferencia con Jaime LT
EiDF Solar (PPA corporativo)	Grandes corp. >22 MW	PPA largo plazo instalaciones gran escala. Modelo validado en España.	Segmento incompatible con pymes 30–300 kWp. Su colapso financiero 2023–24 por deuda

			corporativa agresiva es la referencia negativa que justifica el enfoque conservador de Jaime LT.
Instaladores locales EPC	Todo tamaño incl. 30–300 kWp	Venta llave en mano. Ingresos puntuales en el momento de la venta.	Cliente debe financiar la instalación. EPC no genera ingresos recurrentes. Vulnerable a shocks de demanda (caída ventas 2023–24 tras agotamiento de subvenciones).
ICO Verde / España Crece	Pymes con buen crédito	Financiación a tipo reducido para que el cliente compre su instalación.	El cliente se endeuda en su balance, gestiona la tramitación y asume el riesgo técnico. El PPA elimina las tres cargas. Cierra agosto 2026.
Subvenciones Next Generation	Pymes con capacidad de adelantar costes	Subvención a fondo perdido 30–65% del CAPEX.	Requiere pago adelantado, garantías de 20.000 €/MW y plazos >12 meses. Cierra agosto 2026. Excluye de facto a pymes sin tesorería.

El análisis comparativo permite extraer tres conclusiones. Primera: el nicho PPA para pymes industriales 30–300 kWp carece de operadores especializados, lo que reduce la presión competitiva directa. Segunda: las alternativas disponibles presentan barreras de acceso significativas que el PPA elimina, ampliando el universo de clientes potenciales. Tercera: el riesgo de entrada de nuevos competidores en el segmento PPA pyme es real pero acotado, dado que el modelo exige capital por proyecto, acceso a financiación bancaria y capacidad de gestión de una cartera creciente de contratos de larga duración.

3.3 Oportunidades y barreras de entrada al segmento

Las principales oportunidades estructurales del segmento son tres. El cierre de Next Generation EU en agosto de 2026 elimina la principal alternativa gratuita para las pymes y su sustitución por préstamos ICO (que exigen endeudamiento del cliente) refuerza la propuesta de valor del PPA. La saturación de instaladores EPC en 2023–2024 dejó un segmento de demanda represada —pymes que iniciaron el proceso de solicitud de

subvención y lo abandonaron— de alta facilidad de conversión comercial. La presión ESG creciente de la cadena de valor industrial añade un argumento de diferenciación sin coste adicional para el modelo.

Las barreras de entrada son igualmente relevantes para la gestión del negocio. La reticencia de las pymes a comprometerse con un proveedor durante diez años es el principal obstáculo comercial, con dos componentes: riesgo de contraparte (que el proveedor desaparezca) e incertidumbre sobre la evolución del precio eléctrico a largo plazo. Ambos se gestionan contractualmente mediante la cláusula de suelo y la opción de compra al vencimiento. La visita técnica previa obligatoria genera una tasa de rechazo del 20–30 % de las naves prospectadas, lo que implica un coste de prospección relevante pero también actúa como filtro de calidad. El requisito de equity del 15 % del CAPEX por instalación limita el número de contratos paralelos en función de la liquidez disponible, actuando simultáneamente como barrera natural frente a competidores sin financiación propia.

3.4 Análisis documental de evidencia sectorial

En ausencia de un mercado PPA pyme consolidado en España que permita el acceso a datos de panel o encuestas representativas, la validación de las hipótesis del modelo se apoya en el análisis sistemático de fuentes primarias del sector: informes de UNEF, APPA y MITECO; memorias anuales de operadores comparables (EiDF Solar, Holaluz, Nexus Energía); informes del Banco de España; y publicaciones académicas sobre adopción de renovables en pymes. La Tabla 7 recoge las cinco hipótesis del modelo con mayor impacto sobre los resultados, junto con la fuente documental que las respalda y la síntesis de evidencia disponible.

Tabla 7. Validación documental de hipótesis clave del modelo. Fuente: Elaboración propia a partir de fuentes indicadas.

Hipótesis validada	Fuente documental	Síntesis de evidencia
Tasa de rechazo técnico 20–30%	UNEF (2024); elaboración propia a partir de prospección catastral	Estimación coherente con la proporción de naves pre-1990, con amianto o estructura insuficiente identificadas mediante filtrado catastral previo. Validada contra la

		experiencia de instaladores EPC consultados en informes UNEF.
Tasa de conversión comercial B2B: 2–5% sobre leads totales; mayor sobre prospectos cualificados	HubSpot (2024); Atómico (2024)	Referencia para productos con ciclo de decisión >3 meses y compromiso plurianual. El modelo de Jaime LT asume conversión del ~20% sobre prospectos cualificados (extremo superior del rango), lo que se identifica como hipótesis optimista en el mapa de riesgos.
Morosidad pyme en España 3–5%	Banco de España, Informe de Estabilidad Financiera (2024)	Tasa de referencia para el escenario de estrés combinado moderado (§6.5). El escenario base asume morosidad cero como simplificación declarada.
Barreras de adopción solar pyme: capital y burocracia como principales obstáculos	APPA Renovables, Informe Autoconsumo Industrial (2024); UNEF, Informe Anual 2024	Coherente con la propuesta de valor del PPA: el 67% de pymes industriales encuestadas por APPA cita la falta de capital propio como principal barrera para instalar fotovoltaico; el 41% cita la complejidad administrativa de las subvenciones.
Ausencia de operadores PPA especializados en segmento 30–300 kWp	UNEF (2025); análisis propio de operadores activos en España	Los únicos PPAs documentados en el mercado español corresponden a instalaciones >1 MW (EiDF, Statkraft, Nexus). El segmento pyme industrial de pequeño y mediano tamaño carece de oferta estructurada, lo que valida el vacío de mercado identificado en §2.3.

La evidencia documental disponible es coherente con las hipótesis del modelo en cuatro de las cinco dimensiones analizadas. La única hipótesis sin respaldo empírico directo es la tasa de conversión comercial específica para PPAs pyme en España —mercado emergente sin datos publicados—, que se extrapola de referencias B2B genéricas y se trata como hipótesis optimista en el análisis de sensibilidad del capítulo 6. Esta limitación se reconoce explícitamente como la principal debilidad metodológica del trabajo. Para claridad del lector, conviene distinguir entre las hipótesis con respaldo empírico sólido —precio de red (CNMC), horas de producción (IDAE), morosidad pyme (Banco de España), coste de instalación (UNEF)— y aquellas que descansan sobre estimaciones propias o extrapolaciones de mercados distintos: tasa de conversión comercial, ritmo de captación por perfil y comportamiento del cliente en decisiones de compromiso a diez años. Las primeras son verificables y estables; las segundas solo podrán validarse con la operación real de la empresa.

4 Modelo de negocio de Jaime LT Placas Solares

Este capítulo describe el modelo de negocio de Jaime LT en su configuración definitiva para el horizonte 2026–2030. Se desarrollan la propuesta de valor (§4.1), la estructura del contrato PPA y el mecanismo de tarifa (§4.2), los perfiles de instalación (§4.3), el Business Model Canvas (§4.4) y las simplificaciones declaradas del modelo (§4.5). Todos los parámetros recogidos aquí son los utilizados en el modelo financiero del capítulo 6, garantizando la consistencia interna del trabajo.

4.1 Propuesta de valor

La propuesta de valor de Jaime LT se articula en torno a un principio único: el cliente accede a energía solar más barata que la de red sin realizar ninguna inversión, sin asumir deuda en su balance y sin gestionar ningún aspecto técnico de la instalación. Esta proposición resuelve las tres barreras principales que impiden a las pymes industriales adoptar energía fotovoltaica: falta de capital propio, resistencia al endeudamiento y complejidad administrativa. La propuesta se concreta en cuatro elementos: ahorro garantizado del 25 % sobre el precio de red desde el primer día; cero inversión inicial y cero deuda en el balance del cliente; gestión técnica completa asumida por Jaime LT (instalación, mantenimiento, seguro y supervisión); y opción de compra al vencimiento a aproximadamente el 10 % del valor original de CAPEX.

4.2 Estructura del contrato PPA y mecanismo de tarifa

El contrato PPA tiene una duración de diez años y se estructura sobre tres mecanismos tarifarios. El precio PPA equivale cada año al 75 % del precio medio de referencia de la electricidad industrial en España, publicado por la CNMC. El precio de referencia en 2026 se fija en 0,20 €/kWh con un crecimiento estimado del 3 % anual, consistente con la evolución histórica 2015–2024 (CNMC, 2024). Este mecanismo garantiza que el PPA crece en términos absolutos conforme sube el precio de red, protegiendo a Jaime LT de la inflación energética, mientras mantiene el descuento relativo del 25 % estructuralmente, haciendo redundante e innecesaria una cláusula de techo explícita.

Tabla 8. Evolución del precio PPA en el escenario base. Fuente: Elaboración propia a partir de CNMC (2024).

Año	Precio red ref. PPA (75% precio red) (€/kWh)	Ahorro absoluto (€/kWh)	Descuento garantizado	
2026 (Año 1)	0,200	0,150	0,050	25,0%
2027 (Año 2)	0,206	0,155	0,051	25,0%
2028 (Año 3)	0,212	0,159	0,053	25,0%
2029 (Año 4)	0,219	0,164	0,055	25,0%
2030 (Año 5)	0,225	0,169	0,056	25,0%

El contrato incorpora un suelo tarifario de 0,12 €/kWh que se activa cuando el precio de red cae por debajo de 0,16 €/kWh. La calibración del suelo responde a dos argumentos: cubre los costes directos de cada instalación con margen de entre el 15 % y el 42 % según el perfil (véase §4.3), y está respaldada por el histórico CNMC, que muestra que el umbral de activación de 0,16 €/kWh habría sido superado a la baja en cuatro de los últimos seis años (2019, 2020, 2023 y 2024). Cuando el suelo se activa, el descuento efectivo para el cliente es inferior al 25 % prometido —por ejemplo, si el precio de red cae a 0,15 €/kWh, el cliente paga 0,12 €/kWh, equivalente a un descuento del 20 %—. Esta contingencia debe declararse explícitamente en el contrato para gestionar las expectativas del cliente.

4.3 Perfiles de instalación y modelo de ingresos

Jaime LT opera con tres perfiles de instalación estandarizados. La estandarización simplifica la gestión comercial y financiera —cada perfil tiene un CAPEX, un préstamo, una cuota y unos ingresos predefinidos— y cubre el rango de tamaño más frecuente en el segmento objetivo. El número máximo de contratos nuevos por año se fija en 15, no como restricción de mercado sino como decisión deliberada para garantizar la calidad operativa y la sostenibilidad financiera del crecimiento.

Tabla 9. Parámetros por perfil de instalación. Fuente: Elaboración propia. Tipo préstamo: 5,5% TAE a 5 años. Producción: 1.500 h/kWp/año (IDAE).

Parámetro	Perfil A — Pequeña	Perfil B — Media	Perfil C — Grande	Fuente / nota
Potencia instalada	30 kWp	100 kWp	300 kWp	
Producción anual estimada (1.500 h/kWp)	45.000 kWh	150.000 kWh	450.000 kWh	IDAE (2023)
CAPEX total de instalación	18.000 €	60.000 €	180.000 €	600 €/kWp (UNEF, 2024)
Equity Jaime LT (15% CAPEX)	2.700 €	9.000 €	27.000 €	
Préstamo bancario (85% CAPEX)	15.300 €	51.000 €	153.000 €	5,5% TAE, 5 años
Cuota anual del préstamo	3.583 €	11.943 €	35.829 €	
Seguro anual integral	276 €	570 €	1.410 €	Cotización mercado
Mantenimiento anual	800 €	800 €	800 €	Supuesto homogéneo
Ingreso PPA año 1 (0,15 €/kWh)	6.750 €	22.500 €	67.500 €	
Break-even real (€/kWh)	0,1035 €	0,0888 €	0,0845 €	Margen suelo: 15–42%

4.4 Business Model Canvas

La Tabla 10 presenta el Business Model Canvas de Osterwalder y Pigneur (2010) aplicado al modelo de Jaime LT, sintetizando los elementos desarrollados en los capítulos 3 y 4.

Tabla 10. Business Model Canvas de Jaime LT Placas Solares. Fuente: Elaboración propia a partir de Osterwalder y Pigneur (2010).

Bloque BMC	Contenido para Jaime LT
------------	-------------------------

Segmentos de clientes	Pymes industriales post-1990, consumo >50.000 kWh/año, cubierta sur, sin instalación previa. Prioritarios: agroindustria ciclo continuo, logística, industria alimentaria, polígonos nuevos.
Propuesta de valor	Ahorro garantizado 25% desde el día 1, sin inversión inicial, sin deuda en balance, sin gestión técnica. Opción de compra al vencimiento (~10% CAPEX original).
Canales	Principal: agentes comerciales a comisión (3–5% del valor de instalación). Complementario: prospección directa con datos del Catastro (filtrado naves post-1990, >500 m ² , orientación sur).
Relación con clientes	Contrato PPA a 10 años. Visita técnica previa obligatoria (rechazo técnico 20–30%). Simulación de ahorro personalizada como herramienta de cierre. Supervisión remota de producción.
Fuentes de ingresos	Ingreso recurrente mensual: kWh producidos × precio PPA (75% precio de red, mínimo 0,12 €/kWh). Ingreso extraordinario al vencimiento: ejercicio de la opción de compra (~10% CAPEX). Renovación estimada: ~45% de clientes.
Recursos clave	Capital financiero: equity externo 50.000 € + préstamos por proyecto (85% CAPEX, 5,5% TAE). Activos físicos: instalaciones en propiedad de Jaime LT (garantía real bancaria). Capital humano: fundador + red de agentes + técnicos subcontractados.
Actividades clave	Prospección y cualificación de clientes. Visita técnica previa. Gestión de financiación bancaria por proyecto. Coordinación de instalación con subcontractistas. Facturación, supervisión de producción y mantenimiento de cartera activa.
Socios clave	Inversor externo FFF/ángel (50.000 €, 25% capital). Bancos comerciales (financiación 85% CAPEX por proyecto). Instaladores subcontractados (años 1–2) / equipo propio (año 3+). Aseguradoras especializadas en fotovoltaico.
Estructura de costes	Costes por instalación: equity 15% CAPEX + cuota préstamo + seguro + mantenimiento. Overhead corporativo escalante: 11.000 € (2026) → 52.000 € (2030), incluyendo salario fundador 40.000 €/año desde año 3. Comisiones de agentes en el año de firma.

4.5 Simplificaciones declaradas del modelo

Todo modelo de negocio en fase de planificación requiere hipótesis simplificadoras. La transparencia sobre ellas es un requisito de rigor académico y un mecanismo de gestión de expectativas: permite calibrar la distancia entre el modelo y la realidad operativa, e

identificar los puntos de mayor vulnerabilidad. Las seis simplificaciones declaradas se recogen en la Tabla 11. Su declaración explícita no debilita la credibilidad del modelo: la debilita su ocultación.

Tabla 11. Simplificaciones declaradas del modelo. Fuente: Elaboración propia.

#	Simplificación adoptada	Implicación si no se cumple	Mitigación en el modelo
S1	Pago puntual de clientes. No se modeliza morosidad en escenario base.	FCF real será inferior en ejercicios con impagos. Riesgo de tensión de liquidez años 1–2.	Seguro integral incluye cobertura pérdida de ingresos. Scoring crediticio previo a firma. Escenarios de estrés modelizan morosidad hasta 12% (§6.5).
S2	Producción constante de 1.500 h/kWp/año sin degradación de paneles.	Degradación real ~0,5%/año acumulativo: sobreestimación de ingresos ~2,5% en año 5.	Impacto sobre VAN inferior a 50.000 €. Se compensa parcialmente con crecimiento del precio PPA (+3%/año).
S3	El banco financia el 85% del CAPEX desde el primer contrato sin exigir track record previo.	Los primeros contratos podrían requerir mayor equity por proyecto o garantías adicionales.	Hipótesis crítica del modelo (H1 en §6.8). El equity externo de 50.000 € proporciona colchón para financiar primeros contratos al 100% equity si fuera necesario.
S4	Transición de instaladores subcontratados a equipo propio en año 3 sin fricción operativa.	Período con equipo mixto podría generar costes adicionales no modelizados.	El overhead del año 3 incluye ya el salario del fundador y un incremento respecto al año 2 que absorbe parte de este riesgo.
S5	El seguro integral cubre el 100% de la pérdida de ingresos sin franquicia.	Las pólizas reales habitualmente incluyen franquicias del 10–15% y períodos de carencia.	En la implantación real deberá ajustarse a las condiciones concretas de la póliza. El riesgo retenido es acotado por instalación.
S6	Cobro puntual sin desfase de tesorería (facturación = cobro en el mes de devengo).	Facturación mensual con 30 días de plazo genera capital circulante de ~179.000 € en año 5.	Cubierto holgadamente por la caja operativa acumulada desde el año 1.

5 Plan operativo y estrategia comercial

Este capítulo describe cómo Jaime LT crea y entrega su propuesta de valor en la práctica. Se analizan la estructura organizativa y alianzas clave (§5.1), la estrategia de captación de clientes y el embudo comercial (§5.2), y las consideraciones de sostenibilidad medioambiental (§5.3).

5.1 Estructura organizativa y alianzas clave

La estructura de Jaime LT evoluciona en dos fases a lo largo del horizonte 2026–2030. En la Fase 1 (años 1–2), el fundador asume las funciones de dirección, captación comercial y gestión de contratos, mientras la instalación física se delega íntegramente a instaladores subcontratados. Este modelo minimiza los costes fijos en los ejercicios iniciales: no hay nóminas técnicas ni costes de taller propio. En la Fase 2 (año 3 en adelante), el volumen acumulado de contratos activos justifica la incorporación de un equipo técnico propio para mantenimiento y supervisión. El salario del fundador — 40.000 €/año— se incorpora a la estructura de costes a partir del año 3, cuando el FCF operativo cubre holgadamente esta carga.

Tabla 12. Estructura organizativa por fases. Fuente: Elaboración propia.

Función	Fase 1 — Años 1–2 (2026–27)	Fase 2 — Años 3–5 (2028–30)
Dirección general y estrategia	Fundador	Fundador
Captación comercial y gestión de agentes	Fundador + agentes a comisión	Fundador + agentes a comisión
Gestión de contratos y facturación	Fundador	Fundador (+ soporte administrativo)
Instalación de nuevos proyectos	Subcontratistas especializados	Subcontratistas (nuevos) + equipo propio (mantenimiento)
Mantenimiento preventivo y correctivo	Subcontratistas especializados	Equipo técnico propio
Supervisión de producción y datos	Fundador (remoto)	Equipo técnico propio

Gestión financiera y bancaria	Fundador	Fundador
--------------------------------------	----------	----------

El modelo descansa en cuatro alianzas sin las cuales no es ejecutable: el inversor externo (50.000 €, liquidez año 1 y equity del 15 % por contrato); los bancos comerciales (85 % CAPEX a 5,5 % TAE, hipótesis más sensible del modelo, H1 §6.8); los instaladores subcontratados (años 1–2, coste variable, sin exclusividad); y las aseguradoras especializadas en fotovoltaico (daños físicos, pérdida de ingresos y responsabilidad civil).

5.2 Estrategia de captación de clientes y embudo comercial

El canal de captación principal son agentes comerciales independientes a comisión del 3–5 % sobre el valor de cada instalación firmada. Este modelo tiene tres ventajas estructurales para una empresa en fase inicial: coste estrictamente variable (solo se incurre en comisión cuando se firma un contrato), acceso a redes de contacto locales en polígonos industriales, y alineación de incentivos (el agente solo cobra cuando el cliente firma). El canal complementario es la prospección directa con datos del Catastro Inmobiliario, que permite identificar naves post-1990, superficie >500 m² y uso industrial antes de realizar ningún desplazamiento. Se estima que la prospección directa aportará entre el 20 % y el 30 % de los contratos firmados en los primeros dos años.

El proceso comercial sigue cuatro fases secuenciales. Para cerrar 15 contratos en un año, Jaime LT necesita gestionar aproximadamente 100–120 leads iniciales, aplicando las tasas de conversión de cada fase.

Tabla 13. Embudo comercial de Jaime LT Placas Solares. Fuente: Elaboración propia.

Fase	Acción	Criterio de paso	Conversión	Responsable
1. Identificación	Filtrado de naves en el Catastro o lead de agente. Verificación: año construcción, superficie >500 m ² , uso industrial, zona solar.	Nave post-1990, >500 m ² cubierta, uso industrial, zona prioritaria.	100%	Fundador / Agente
2. Cualificación	Contacto con gerente o director financiero. Verificación	Consumo suficiente y disposición a evaluar el contrato PPA.	40–50%	Fundador / Agente

	consumo >50.000 kWh/año y perfil de turno diurno.			
3. Visita técnica	Inspección in situ: orientación, estructura, amianto, espacio libre, instalación eléctrica interior.	Cubierta técnicamente apta. Tasa de rechazo: 20–30% de los visitados.	70–80%	Fundador + técnico
4. Propuesta y firma	Simulación de ahorro personalizada. Negociación del perfil (A/B/C). Firma del contrato PPA. Aprobación financiación bancaria.	Cliente acepta condiciones y horizonte de 10 años. Banco aprueba el proyecto.	60–70%	Fundador

El argumento comercial central es el ahorro en euros por año, no el porcentaje ni los kilovatios instalados. Los decisores de pymes industriales —gerentes y directores financieros— toman decisiones sobre magnitudes económicas concretas. El mensaje se estructura así: «Su empresa consume X kWh/año a Y €/kWh. Nuestra instalación produciría Z kWh/año a 0,15 €/kWh el primer año, un ahorro de A euros sin ninguna inversión ni deuda.» Esta simulación se elabora de forma personalizada para cada cliente antes de la visita de propuesta, usando los datos de consumo del propio cliente y la producción estimada a partir del IDAE para la ubicación concreta. El argumento ESG se incorpora como complemento, especialmente en sectores con presión de cadena de valor en materia de sostenibilidad.

5.3 Consideraciones medioambientales y de sostenibilidad

Cada instalación gestionada por Jaime LT genera una reducción directa de emisiones de CO₂ al sustituir consumo eléctrico de red por generación renovable local. El factor de emisión de la red eléctrica española publicado por REE (2024) es de 0,18 kg de CO₂ por kWh.

Tabla 14. Impacto estimado de reducción de emisiones CO₂ por perfil. Fuente: Elaboración propia a partir de REE (2024). Factor de emisión REE (2024): 0,18 kg CO₂/kWh.

Perfil	Producción anual	Reducción CO ₂ anual	Impacto acumulado
A (30 kWp)	45.000 kWh/año	8,1 t CO ₂ /año	81 t CO ₂ en 10 años

B (100 kWp)	150.000 kWh/año	27,0 t CO ₂ /año	270 t CO ₂ en 10 años
C (300 kWp)	450.000 kWh/año	81,0 t CO ₂ /año	810 t CO ₂ en 10 años
Cartera completa (40 contratos, año 5)	~9.600.000 kWh/año (estimado)	~1.728 t CO ₂ /año	Equiv. a ~750 vehículos combustión/año

La actividad de Jaime LT está alineada con los criterios de la Taxonomía Verde de la Unión Europea (Reglamento UE 2020/852), que clasifica la generación fotovoltaica y su comercialización mediante contratos de larga duración como actividades elegibles para financiación sostenible. Esta alineación facilita el acceso a green loans en las negociaciones bancarias por proyecto y permite al cliente industrial certificar el origen renovable de su consumo eléctrico, reforzando sus propios compromisos ESG. Más allá del impacto ambiental directo, el modelo incentiva estructuralmente el mantenimiento adecuado de las instalaciones —en interés económico directo de Jaime LT, que cobra por kWh producidos— frente al modelo EPC, donde el instalador no tiene incentivo económico alguno para garantizar el rendimiento post-venta.

6 Análisis económico-financiero

El presente capítulo evalúa la viabilidad económica y financiera de Jaime LT Placas Solares sobre el horizonte 2026–2030. Su estructura sigue un orden deliberado: primero se justifican las hipótesis de partida, después se proyectan las cifras en escenario base, y finalmente se cuestiona el modelo mediante escenarios de estrés y un análisis de riesgos priorizado. Este orden responde al principio de que los supuestos deben ir antes que las proyecciones, y las proyecciones deben ponerse siempre a prueba.

6.1 Hipótesis financieras y justificación de fuentes

La credibilidad de un modelo financiero depende de que cada hipótesis pueda defenderse con una fuente externa, no solo con una estimación interna. La Tabla 15 consolida los parámetros clave utilizados en las proyecciones junto con su fuente de respaldo.

El precio de referencia de la electricidad industrial se fija en 0,20 €/kWh para 2026, con un crecimiento anual del 3 %, en línea con la serie histórica de precios medios al consumidor industrial publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC, 2024). La tarifa PPA se establece en el 75 % de ese precio de referencia cada año, lo que garantiza al cliente un descuento estructural independientemente del nivel absoluto del precio de la red. Para el año 1, la tarifa PPA resultante es de 0,15 €/kWh.

La producción solar se estima en 1.500 horas equivalentes por kWp y año, valor representativo de las zonas del centro y sur peninsular según el Atlas de Radiación Solar del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2023). Esta cifra se trata como constante a lo largo del horizonte analizado; la degradación real de los paneles (aproximadamente un 0,5 % anual) se declara explícitamente como simplificación del modelo (véase apartado 4.5).

El tipo de interés de los préstamos por proyecto se fija en el 5,5 % TAE a cinco años, calculado sobre el diferencial Euribor a 12 meses más spread bancario típico para financiación de activos renovables, con referencia en los datos del Banco de España (2025) para el primer trimestre de 2025. El plazo de cinco años es coherente con el periodo de recuperación del coste del equipo por parte del banco, con las placas como garantía real.

Los seguros por instalación (A: 276 €/año, B: 570 €, C: 1.410 €) cubren daños físicos, pérdida de ingresos y responsabilidad civil. El mantenimiento se fija en 800 €/instalación/año (UNEF, 2024). El overhead escala de 11.000 € en 2026 a 52.000 € en 2030, incorporando el salario del fundador (40.000 €/año) desde el año 3. Tasa impositiva: 25 % IS (Ley 27/2014). Tasa de descuento: WACC del 10 %, representativo del coste de capital para startups de renovables en España.

6.2 Proyecciones financieras 2026–2030: escenario base

El escenario base contempla la firma de 10 contratos en 2026, escalando hasta 14 en 2029 y 2030, con un máximo de 15 por año como restricción operativa declarada. El mix de perfiles evoluciona hacia mayor peso del perfil C (300 kWp) conforme avanza el horizonte, dado que los clientes de mayor tamaño ofrecen mayor margen por instalación y menor coste proporcional de prospección. Al cierre de 2030, la cartera acumula 40 contratos activos.

La Tabla 15 presenta la cuenta de resultados consolidada y el flujo de caja libre para el periodo 2026–2030.

Tabla 15. Cuenta de resultados y flujo de caja 2026–2030. Escenario base. Fuente: Elaboración propia.

Partida (€)	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos PPA totales	175.500	470.453	871.264	1.435.843	2.152.536
Costes directos (seguros + mantenimiento)	12.776	29.426	48.580	71.078	95.550
Margen bruto	162.724	441.027	822.684	1.364.765	2.056.986
Overhead corporativo (incl. salario fundador desde 2028)	11.000	20.000	72.000	82.000	92.000
EBITDA	151.724	421.027	750.684	1.282.765	1.964.986
Intereses préstamos proyecto	17.503	41.177	66.142	94.809	121.737
Impuesto de Sociedades (25%)	33.555	94.962	171.136	296.989	460.812

Beneficio neto	100.666	284.887	513.407	890.967	1.382.436
Margen neto (%)	57,4%	60,6%	58,9%	62,1%	64,2%
FCF operativo	100.666	284.887	513.407	890.967	1.382.436
Caja acumulada fin de período (1)	398.706	1.001.532	1.823.039	3.038.126	4.670.763

(1) La caja acumulada incluye los nuevos préstamos bancarios captados cada año para financiar el 85 % del CAPEX de las instalaciones firmadas en ese ejercicio, la amortización de deuda de contratos previos, el FCF operativo generado y el equity inicial de 50.000 €. No equivale al FCF operativo acumulado: es la posición de tesorería total de la sociedad tras todas las entradas y salidas de caja.

Los ingresos PPA crecen de 175.500 € en 2026 hasta 2.152.536 € en 2030, impulsados por la combinación del crecimiento orgánico de la cartera y la indexación anual del precio de red. El margen bruto se mantiene por encima del 92 % en todos los años, reflejo de que los costes directos de las instalaciones (seguros y mantenimiento) son reducidos y crecen de forma lineal frente a unos ingresos que escalan más rápidamente. El EBITDA alcanza 1.964.986 € en 2030 con un margen del 91,3 %.

El resultado financiero refleja el pago de intereses sobre los préstamos por proyecto, que representan el 85 % del CAPEX de cada instalación. El servicio de esta deuda crece conforme se acumula cartera, pero queda holgadamente cubierto por el EBITDA en todos los años. El beneficio neto del ejercicio 2030 es de 1.382.436 €, con un margen neto del 64,2 %.

El flujo de caja operativo —definido como EBITDA menos intereses menos impuesto de sociedades— es positivo desde el primer año de actividad, alcanzando los 100.666 € en 2026. Este resultado es consecuencia directa de la estructura de ingresos recurrentes del modelo PPA: desde el momento en que las primeras instalaciones entran en operación, generan cobros mensuales que superan los costes directos asociados. La posición de tesorería al final de 2030 es de 4.670.763 €, positiva en todos los años del horizonte. Esta cifra incluye los préstamos bancarios captados para financiar nuevas instalaciones; sin ellos, la caja generada puramente por operaciones asciende a 3.172.363 €, también positiva en todos los ejercicios.

6.3 Indicadores de viabilidad: VAN y TIR

El Valor Actual Neto (VAN) calculado sobre los flujos de caja operativos a una tasa de descuento del 10 % asciende a **2.129.615 €** en el escenario base. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es del **324,4 %**.

Una TIR de esta magnitud requiere explicación explícita para no confundirse con una señal de supuestos irreales. Se trata de un efecto mecánico del apalancamiento financiero extremo: el inversor aporta únicamente 50.000 € de equity inicial (el 3,5 % del activo total generado en el horizonte), mientras que el 85 % del CAPEX de cada instalación se financia con deuda bancaria a nivel de proyecto. En los términos de Modigliani y Miller (1958), el valor generado por los activos se atribuye íntegramente al equity porque la deuda está estructurada proyecto a proyecto, sin recurso contra el holding. El resultado es que una base de equity reducida multiplica la rentabilidad medida en términos porcentuales. El mismo modelo con financiación 100 % equity produciría una TIR en el rango del 25–35 %, coherente con las referencias sectoriales. La TIR elevada no indica eficiencia excepcional, sino estructura de capital intensiva en deuda de proyecto, una práctica estándar en la financiación de renovables (Winston, 2016).

6.4 Análisis de sensibilidad: las palancas que más importan

El análisis de sensibilidad univariante (diagrama de tornado) identifica qué variables tienen mayor impacto sobre el VAN cuando se modifican de forma aislada. La Tabla 16 recoge las tres palancas más relevantes.

Tabla 16. Análisis de sensibilidad univariante (tornado). Impacto sobre VAN base de 2.129.615 €.

Fuente: Elaboración propia.

Variable (palanca)	Caso bajo	Caso base	Caso alto	Rango impacto VAN (€)
Precio PPA (€/kWh)	0,15 €/kWh → VAN 1.171.288 €	0,20 €/kWh → VAN 2.129.615 €	0,25 €/kWh → VAN 3.087.941 €	±958.327 €
Ritmo de cierre comercial (% ejecución)	50% → VAN 958.327 €	100% → VAN 2.129.615 €	100%+ (no aplica)	–1.171.288 €

Horas equivalentes de producción (h/kWp/año)	1.300 h → VAN 1.661.099 €	1.500 h → VAN 2.129.615 €	1.700 h → VAN 2.598.130 €	±468.515 €
--	---------------------------------	---------------------------------	---------------------------------	------------

La variable con mayor impacto es el precio PPA, que a su vez depende del precio de mercado de la electricidad. Una caída del precio de red hasta 0,15 €/kWh año 1 (escenario de exceso de capacidad solar, consistente con las proyecciones de la CNMC y la Agencia Internacional de Energías Renovables para el horizonte 2026–2030) reduciría el VAN en 958.327 €, hasta 1.171.288 €. El suelo tarifario de 0,12 €/kWh actúa como cortafuegos: incluso en el escenario de precio bajo, la tarifa PPA nunca cae por debajo de ese nivel, garantizando margen positivo sobre el break-even real de cada perfil (0,1035 €/kWh para el perfil A, 0,0888 € para B y 0,0845 € para C).

Este resultado es relevante porque la captación B2B de largo plazo tiene tasas de conversión históricamente inferiores al plan inicial: datos de HubSpot (2024) sobre ventas B2B con ciclos de decisión superiores a tres meses indican tasas de cierre del 2–5 % sobre leads totales. El plan comercial de Jaime LT asume una tasa de conversión sobre prospectos cualificados que se sitúa en el extremo superior del rango observable. Esta hipótesis carece de respaldo empírico directo en el mercado PPA pyme español —inexistente como tal a la fecha del trabajo— y debe considerarse la más optimista y menos verificable del modelo. En la práctica, los primeros ejercicios de actividad proporcionarán la única evidencia real sobre la tasa de conversión efectiva en este segmento.

6.5 Escenarios de estrés y punto de ruptura del modelo

El análisis por escenarios combina simultáneamente dos variables críticas: el ritmo de ejecución comercial (porcentaje de contratos firmados respecto al plan) y la tasa de morosidad. Esta combinación responde directamente a las dos principales vulnerabilidades identificadas en el mapa de riesgos.

Tabla 17. Escenarios de estrés: combinación de ejecución comercial y morosidad. Fuente: Elaboración propia.

Indicador	Base	Pesimista (–30%)	Combinado Moderado	Estrés extremo (–60% ejec., +12% mor.)
-----------	------	---------------------	-----------------------	---

Contratos acumulados año 5	40	28	28	16
BN año 5 (€)	1.382.436	967.706	911.201	475.483
VAN (€, tasa 10%)	2.129.615	1.490.730	1.431.101	770.069
TIR	324,4%	252,7%	~245%	~195%
FCF operativo positivo desde	Año 1	Año 2	Año 2	Año 3
VAN positivo	Sí	Sí	Sí	Sí

En el escenario pesimista (–30 % de contratos, sin morosidad), el VAN se reduce a 1.490.730 € y el beneficio neto de 2030 a 967.706 €. El modelo mantiene VAN positivo y flujo de caja operativo positivo desde el año 2. En el escenario combinado moderado (70 % de ejecución y 5 % de morosidad), el VAN cae a 1.431.101 €, aún significativamente positivo. La tasa de morosidad del 5 % es representativa de la morosidad media en el crédito a pymes en España según el Banco de España (2024).

El escenario de estrés extremo (40 % de ejecución y 12 % de morosidad) es el equivalente a una crisis sectorial severa combinada con un entorno de recesión económica. Incluso en este caso, el beneficio neto en 2030 es de 475.483 € y el VAN se mantiene en 770.069 €. El modelo no produce pérdidas ni VAN negativo en ninguno de los escenarios evaluados, salvo en una situación de tipo cisne negro (ejecución inferior al 20 % con morosidad superior al 15 %) que requeriría la concurrencia simultánea de una crisis comercial total y un deterioro crediticio extremo.

Este resultado tiene una implicación práctica relevante: la viabilidad del modelo no depende de que todo salga bien, sino de que no todo salga mal al mismo tiempo. La estructura de ingresos recurrentes actúa como amortiguador: aunque se firmen menos contratos de los previstos, los contratos ya activos siguen generando cobros mensualmente durante 10 años.

6.6 Análisis de riesgos: priorización y mitigación

El mapa de riesgos construido para este trabajo evalúa diez riesgos identificados mediante dos dimensiones: probabilidad de ocurrencia (escala 1–5) e impacto sobre el modelo

(escala 1–5). El score resultante ($P \times I$) determina la prioridad de gestión. La Tabla 18 presenta los cinco riesgos con mayor score.

Tabla 18. Mapa de riesgos priorizado (top 5). Fuente: Elaboración propia.

Riesgo	P (1–5)	I (1–5)	Score	Nivel	Mitigación principal
Ritmo de cierre comercial inferior al plan	4	5	20	CRÍTICO	Pipeline 3× objetivo; agentes con pricing dinámico
Morosidad/impagos cliente pyme	4	4	16	CRÍTICO	Scoring previo; cobro anticipado; seguro CESCE
Subida coste de la deuda (Euribor + spread)	3	4	12	ALTO	Fijar tipo inicial; reserva 6 meses servicio deuda
Compresión de márgenes por competencia PPA	4	3	12	ALTO	Diferenciación por servicio integral; nicho pyme
Caída precio de red por debajo del suelo tarifario	2	5	10	ALTO	Suelo 0,12 €/kWh en contrato; revisión bianual

Los dos riesgos críticos (score 20 y 16) son el ritmo de cierre comercial y la morosidad de los clientes pyme. Ambos son, precisamente, las variables utilizadas en los escenarios de estrés del apartado anterior, lo que garantiza coherencia metodológica entre el análisis de riesgos y el análisis de sensibilidad.

El riesgo comercial (score 20) es el más relevante porque combina alta probabilidad con impacto máximo. La mitigación principal es mantener un pipeline de prospección tres veces superior al objetivo de firma mensual, de modo que la tasa de abandono natural del funnel comercial quede absorbida sin comprometer el plan. El riesgo de morosidad (score 16) se mitiga mediante scoring crediticio previo a la firma del contrato, cobro anticipado del primer trimestre y, si el volumen de cartera lo justifica, contratación de un seguro de crédito con CESCE. La tasa de morosidad del 3–5 % en crédito a pymes (Banco de España, 2024) es el dato empírico de referencia para calibrar la exposición real.

El tercer riesgo en importancia (score 12, nivel alto) es la subida del coste de la deuda. Un incremento de 100 puntos básicos en el tipo de interés de los préstamos por proyecto

reduce el VAN en aproximadamente 213.000 €, según el análisis tornado. La mitigación consiste en fijar el tipo en los primeros contratos bancarios y mantener una reserva de liquidez equivalente a seis meses de servicio de deuda, financiada con el FCF operativo acumulado desde el año 1.

6.7 Retorno para el inversor externo

El inversor externo aporta 50.000 € a cambio del 25 % del capital en la ronda inicial, con una valoración pre-money de 200.000 €. Utilizando el VAN del escenario base como proxy del valor empresa al final del horizonte (2.129.615 €), la participación del 25 % representa un valor implícito de 532.404 €, lo que equivale a un múltiplo sobre la inversión inicial (MOIC) de aproximadamente 10,6x en cinco años, sin considerar distribución de dividendos intermedios. En el escenario pesimista, el MOIC desciende a 7,5x; en el escenario de estrés extremo, a 3,9x. En todos los casos el retorno supera ampliamente el coste de oportunidad del capital para un inversor tipo ángel en España, con TIR del 25–30 % como referencia de mercado (AEBAN, 2024).

Este análisis tiene carácter orientativo: el valor real de la empresa al final del horizonte dependerá de la capacidad de refinanciación de la deuda, del valor residual de las instalaciones en cartera y de las condiciones de salida del inversor, que deberán recogerse en el pacto de socios con las cláusulas habituales de tag-along y drag-along.

6.8 Supuestos del modelo y condiciones necesarias para la viabilidad

El análisis de escenarios y el mapa de riesgos del apartado anterior identifican dónde puede fallar el modelo. Este apartado invierte la perspectiva: en lugar de preguntar qué pasa si las cosas van mal, pregunta qué tiene que ser verdad para que el modelo funcione como se proyecta. Identificar las hipótesis críticas, su origen y el umbral en el que dejan de sostenerse es la forma más honesta de evaluar la robustez de un plan de negocio.

El modelo de Jaime LT Placas Solares descansa sobre seis hipótesis principales, tres de las cuales son estructuralmente críticas (su fallo individual compromete la viabilidad del conjunto) y tres son importantes pero gestionables. La Tabla 19 las detalla junto con su justificación de fuente y el umbral de ruptura cuantificado.

Tabla 19. Hipótesis críticas del modelo: origen, justificación y umbral de ruptura. Fuente: Elaboración propia.

Hipótesis	Origen y justificación	Umbral de ruptura y mitigación
H1 — Financiación bancaria al 85% CAPEX desde año 1 al 5,5% TAE	Práctica estándar en project finance de renovables (UNEF, 2024). Banco de España (2025): tipos 4,8–5,9% con garantía real en Q1 2025. En la práctica el banco puede exigir 2–3 contratos previos.	CRÍTICA. Si el banco exige 30% equity, los 50.000 € solo cubren 1–2 instalaciones perfil A. Mitigación: financiar primeros contratos al 100% equity para construir historial; líneas ICO con aval parcial.
H2 — Precio de red $\geq 0,16$ €/kWh (para que el suelo no penalice la propuesta de valor al cliente)	Precio industrial español: 0,18–0,22 €/kWh en 2022–2024 (CNMC, 2024). Hipótesis de 0,20 €/kWh en la mediana del rango. La media anual no ha bajado de 0,11 €/kWh desde 2019 (OMIE).	CRÍTICA. Por debajo de 0,16 €/kWh el suelo activa y el descuento baja a <25%. Por debajo de 0,12 €/kWh el perfil A pierde margen (break-even: 0,1035 €/kWh). Mitigación: revisión bianual del suelo en contrato.
H3 — Ejecución comercial $\geq 40\%$ del plan (mínimo viable)	Tasa de conversión lead-to-customer en B2B con ciclos de decisión complejos: 2–5% sobre universo total de leads, con tasas superiores sobre prospectos cualificados (HubSpot, 2024). Mercado PPA pyme emergente sin datos directos; hipótesis del 100% en base declarada como optimista.	CRÍTICA. Al 40% ejecución + 12% morosidad: BN año 5 = 475.483 €, VAN = 770.069 €. Por debajo del 20% con morosidad >15% el VAN se acerca a cero (escenario cisne negro). Mitigación: pipeline 3× objetivo.
H4 — Producción constante de 1.500 h/kWp/año sin degradación	IDAE (2023): 1.400–1.700 h/año en centro-sur peninsular. Degradación real ~0,5%/año (IEA PVPS, 2023): sobreestimación de ingresos ~2,5% en año 5.	IMPORTANTE. A 1.300 h/kWp el VAN cae a 1.661.099 € (sigue viable). Degradación acumulada 5 años: impacto <50.000 € sobre VAN. Mitigación: parcialmente compensado por crecimiento del precio PPA (+3%/año).
H5 — Morosidad $\leq 5\%$ de la cartera activa	Banco de España (2024): morosidad media pyme 3,4%; pico industrial 7% en 2020. Escenario base asume morosidad cero como simplificación optimista.	IMPORTANTE. Al 8% el VAN cae ~383.000 €. Al 12% + baja ejecución el VAN sigue positivo. Morosidad sola no rompe el modelo salvo >20% (sin precedente histórico). Mitigación: scoring previo + seguro CESCE.

H6 — Cobro puntual (sin desfase de tesorería)	Facturación mensual con 30 días de plazo real genera ~179.000 € de capital circulante en año 5 (un mes de ingresos sobre cartera completa).	SECUNDARIA. El desfase queda cubierto por la caja operativa acumulada desde el año 1. No afecta a la viabilidad, solo a la planificación de liquidez a corto plazo.
--	---	---

De las tres hipótesis críticas, la más frágil en términos de controlabilidad es la H1 (financiación bancaria al 85% desde el año 1). Las hipótesis H2 y H3 tienen mitigaciones incorporadas al propio modelo: el suelo tarifario protege parcialmente contra la caída del precio de red, y el análisis de escenarios muestra que el modelo es viable con ejecución comercial del 40%. La H1, en cambio, depende de una decisión de una entidad bancaria externa que puede exigir un historial operativo previo antes de conceder la primera línea de financiación. Conviene ser explícito sobre el alcance de esta limitación: el modelo financiero presentado en este trabajo no ha sido validado por ninguna entidad bancaria real. La disponibilidad efectiva de financiación al 85% del CAPEX desde el primer contrato es un supuesto de partida, no un hecho contrastado, y su incumplimiento alteraría de forma significativa el ritmo de crecimiento proyectado en los primeros dos años.

El plan de contingencia para H1 tiene dos vías. La primera es operar los primeros 2–3 contratos con financiación 100% equity (usando los 50.000 € iniciales en instalaciones perfil A de 18.000 € de CAPEX), generando así el historial que el banco requiere. Esto retrasaría el punto de equilibrio en aproximadamente un semestre pero no comprometería la viabilidad a largo plazo. La segunda vía es acudir a líneas ICO Empresas y Emprendedores con aval parcial del Estado, que reducen la exigencia de garantías propias para pymes en fase inicial.

En síntesis, el modelo es extraordinariamente rentable en el escenario base porque combina tres efectos que se refuerzan mutuamente: ingresos recurrentes de largo plazo (contratos de 10 años), apalancamiento financiero elevado (85% deuda de proyecto) y costes operativos reducidos (sin instalaciones propias en fase inicial). Pero esa misma estructura implica que la rentabilidad no es robusta de forma incondicional: depende de que el sistema bancario valide el modelo suficientemente pronto y de que el mercado eléctrico no experimente una deflación sostenida por debajo de 0,16 €/kWh. Debe señalarse, además, que la evolución futura del precio eléctrico introduce una incertidumbre estructural que ningún modelo financiero puede resolver: el exceso de

capacidad solar proyectado para 2027–2030 podría comprimir los precios de red por debajo de los niveles históricos, activando el suelo tarifario de forma recurrente y reduciendo el atractivo comercial del descuento ofrecido al cliente. Esta contingencia no invalida el modelo, pero sí limita la extrapolación mecánica de los resultados del escenario base.

7 Conclusiones

7.1 Respuesta a la pregunta de investigación

La pregunta central de este trabajo era la siguiente: ¿Es viable comercial y financieramente un modelo de negocio basado en contratos PPA de energía solar fotovoltaica dirigido a pymes industriales españolas en el horizonte 2026–2030?

La respuesta es afirmativa, con matices. El modelo es viable bajo las hipótesis del escenario base y mantiene viabilidad positiva en todos los escenarios de estrés evaluados salvo ante una concurrencia simultánea de condiciones adversas extremas. Sin embargo, esa viabilidad no es incondicional: depende de que se cumplan tres condiciones estructurales cuya probabilidad es alta pero no garantizada. La financiación bancaria al 85 % del CAPEX desde el primer contrato es la hipótesis más frágil del modelo, porque depende de una decisión de una entidad bancaria externa que puede exigir historial operativo previo. El precio de red por encima de 0,16 €/kWh es necesario para que la propuesta de valor al cliente se mantenga en el descuento prometido del 25 %; aunque el suelo tarifario protege el margen de Jaime LT, una deflación eléctrica sostenida deterioraría la propuesta comercial. Y la ejecución comercial por encima del 40 % del plan es el mínimo viable para que el modelo genere VAN positivo, en un mercado B2B donde las tasas de conversión históricas sitúan el límite inferior en ese rango.

La rentabilidad extraordinaria del modelo en el escenario base —TIR del 324,4 % y VAN de 2.129.615 €— no es señal de supuestos irreales sino consecuencia mecánica del apalancamiento financiero extremo: el inversor aporta 50.000 € de equity inicial mientras el modelo genera activos financiados al 85 % con deuda de proyecto. El mismo modelo con financiación 100 % equity produciría una TIR en el rango del 25–35 %, coherente con las referencias sectoriales. Esta distinción es esencial para evaluar correctamente el modelo y fue el principal ajuste conceptual introducido tras el primer feedback del tutor.

7.2 Respuesta a los objetivos específicos

Tabla 20. Respuesta explícita a los seis objetivos específicos del trabajo. Fuente: Elaboración propia.

#	Objetivo	Conclusión
---	----------	------------

O1	Caracterizar el entorno regulatorio y de mercado 2026–2030.	Favorable: PNIEC (76 GW FV en 2030), RD 244/2019 estable, cierre Next Generation EU amplía el segmento objetivo. Principal amenaza: caída del precio eléctrico, mitigada por el suelo tarifario del contrato.
O2	Cuantificar el mercado potencial accesible.	Mercado objetivo real: 15.000–20.000 naves industriales. La cuota objetivo de 40 contratos en 5 años representa <0,5 % del mercado disponible: la hipótesis de captación es conservadora.
O3	Diseñar y justificar el modelo de negocio PPA.	Contrato a 10 años al 75 % del precio de red (suelo 0,12 €/kWh), sin inversión ni deuda para el cliente. Financiación en dos capas: equity externo 50.000 € + préstamos por proyecto 85 % CAPEX. Diferenciación estructural frente al modelo EPC.
O4	Proyectar y evaluar la viabilidad financiera.	VAN base 2.129.615 € (tasa 10 %), TIR 324,4 % (efecto apalancamiento 85/15), FCF operativo positivo desde año 1 (100.666 €). En estrés extremo (40 % ejecución + 12 % morosidad): VAN 770.069 €, BN 475.483 €. VAN negativo solo ante escenario cisne negro (<20 % ejecución + >15 % morosidad).
O5	Identificar y priorizar los riesgos clave.	Dos riesgos críticos: cierre comercial (score $P \times I = 20$) y morosidad pyme (score 16). Tres hipótesis cuya quiebra individual compromete el modelo: financiación bancaria 85 %, precio red >0,16 €/kWh, ejecución >40 % del plan (§6.8).
O6	Evaluar el impacto medioambiental.	Cartera 2030: ~1.728 t CO ₂ evitadas/año (equiv. 750 vehículos combustión). Alineada con Taxonomía Verde UE (Reglamento 2020/852): facilita green loans y certificación renovable del cliente.

7.3 Limitaciones del trabajo

Este trabajo presenta tres limitaciones principales. Primera: ausencia de datos empíricos directos sobre el segmento PPA pyme en España —mercado emergente sin series publicadas sobre tasas de conversión o morosidad específica—; las hipótesis se extrapolan de referencias B2B genéricas, introduciendo incertidumbre no cuantificable. Segunda: la asunción de financiación bancaria al 85 % desde el primer contrato puede resultar optimista; en la práctica los primeros contratos podrían requerir mayor equity, ralentizando el crecimiento inicial. Tercera: el horizonte de cinco años no captura el valor residual de la cartera ni el efecto de las renovaciones al vencimiento.

7.4 Implicaciones prácticas y líneas de investigación futura

Las implicaciones prácticas son tres. Para el emprendedor: validar la hipótesis bancaria antes de comprometer recursos, financiando los primeros contratos con equity propio. Para el inversor ángel: el MOIC estimado de 10,6x en base y 3,9x en estrés extremo justifica la inversión, con pacto de socios que incluya vesting y protecciones de liquidez. Para el analista de política energética: el PPA atiende un segmento que subvenciones e ICO excluyen estructuralmente, y ese vacío persistirá más allá del cierre de Next Generation EU.

Las líneas de investigación futura más relevantes son tres. Primera, la realización de un estudio empírico de campo con pymes industriales españolas que hayan evaluado o firmado contratos PPA, para validar o corregir las hipótesis de conversión comercial y morosidad utilizadas en este trabajo. Segunda, el análisis del impacto de la deflación eléctrica estructural —escenario plausible para 2027–2030 según IRENA (2025) y CNMC— sobre la propuesta de valor del PPA pyme y sobre la calibración óptima del suelo tarifario. Tercera, la extensión del modelo a un horizonte de diez años que capture el valor de las renovaciones de contrato y el efecto de la reducción progresiva del coste del panel fotovoltaico sobre el margen de nuevas instalaciones.

8 Declaración de uso de herramientas de IAG

Por la presente, yo, Jaime Landecho Torres, estudiante de Administración y Dirección de Empresas de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado "Análisis de viabilidad de un modelo de negocio PPA fotovoltaico para pymes industriales en España (2026–2030)", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa Claude (Anthropic) u otras similares de IAG en el contexto de las actividades descritas a continuación:

- **Brainstorming de ideas de investigación:** Utilizado para idear y esbozar posibles áreas de investigación y estructurar el plan de negocio.
- **Crítico:** Para encontrar contra-argumentos al modelo de negocio propuesto y reforzar el análisis de riesgos e hipótesis críticas.
- **Metodólogo:** Para descubrir métodos aplicables al análisis de viabilidad financiera y al diseño del modelo PPA.
- **Constructor de plantillas:** Para diseñar formatos específicos para las tablas financieras, el Business Model Canvas y el mapa de riesgos.
- **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto en los distintos capítulos.
- **Revisor:** Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo, en particular el análisis financiero y las conclusiones.
- **Interpretador de código:** Para el desarrollo y verificación del modelo financiero en Excel, incluyendo la lectura automatizada de datos y comprobación de fórmulas.
- **Generador previo de diagramas de flujo y contenido:** Para esbozar la estructura del embudo comercial, el embudo de mercado y el esquema del modelo de negocio.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes. Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: junio de 2026

Firma: Jaime Landecho Torres

9 Referencias

- Kraus, A., & Litzenberger, R. H. (1973). A state-preference model of optimal financial leverage. *The Journal of Finance*, 28(4), 911–922. <https://doi.org/10.2307/2978343>
- Modigliani, F., & Miller, M. H. (1958). The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. *The American Economic Review*, 48(3), 261–297. <https://www.jstor.org/stable/1809766>
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business model generation: A handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons.
- Porter, M. E. (1996). What is strategy? *Harvard Business Review*, 74(6), 61–78. <https://hbr.org/1996/11/what-is-strategy>
- Rai, V., & Sigrin, B. (2013). Diffusion of environmentally-friendly energy technologies: Buy versus lease differences in residential PV markets. *Environmental Research Letters*, 8(1), 014022. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/1/014022>
- Winston, A. (2016). *The big pivot: Radically practical strategies for a hotter, scarcer, and more open world*. Harvard Business Review Press.
- Wiser, R. H., Barbose, G. L., & Holt, E. (2011). Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. *Energy Policy*, 39(7), 3894–3905. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.016>
- Asociación Española de Business Angels [AEBAN]. (2024). *Business Angels 2024: La inversión en startups: actividad y tendencias*. AEBAN e IESE Business School. <https://www.aeban.es/informes-aeban/>
- Asociación de Productores de Energías Renovables [APPA Renovables]. (2024). *Informe de autoconsumo fotovoltaico industrial 2024*. APPA Renovables. <https://www.appa.es/>
- Atomico. (2024). *State of European tech 2024*. Atomico. <https://stateofeuropeantech.com/>

- Banco de España. (2024). Informe de estabilidad financiera: Otoño 2024. Banco de España. <https://www.bde.es/>
- Banco de España. (2025). Tipos de interés: Estadísticas del Banco de España, primer trimestre 2025. Banco de España. <https://www.bde.es/webbde/es/estadis/>
- Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC]. (2024). Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad 2023 (IS/DE/027/25). CNMC. <https://www.cnmc.es/>
- HubSpot. (2024). State of sales 2024. HubSpot. <https://www.hubspot.com/hubfs/HubSpots%202024%20Sales%20Trends%20Report.pdf>
- IEA Photovoltaic Power Systems Programme [IEA PVPS]. (2023). Trends in photovoltaic applications 2023 (Report IEA PVPS T1-44:2023). IEA PVPS. <https://iea-pvps.org/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE]. (2023). Atlas de radiación solar en España. IDAE. <https://www.idae.es/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE]. (2024). Estadísticas de energía renovable: Autoconsumo fotovoltaico. IDAE. <https://www.idae.es/>
- International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2025). Renewable power generation costs in 2024. IRENA. <https://www.irena.org/Publications/2025/Jul/Renewable-power-generation-costs-in-2024>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO]. (2021). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030. Gobierno de España. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- Red Eléctrica de España [REE]. (2024). Informe del sistema eléctrico español 2024. Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema>
- Unión Española Fotovoltaica [UNEF]. (2024). Informe anual 2024: El sector fotovoltaico en España. UNEF. <https://unef.es/>

Unión Española Fotovoltaica [UNEF]. (2025). Informe de autoconsumo industrial 2025. UNEF. <https://unef.es/>

España. Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. Boletín Oficial del Estado, 288, de 28 de noviembre de 2014. <https://www.boe.es/eli/es/l/2014/11/27/27>

España. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 83, de 6 de abril de 2019. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>

Unión Europea. Reglamento (UE) 2020/852 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de junio de 2020, relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles. Diario Oficial de la Unión Europea, L 198, de 22 de junio de 2020. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2020/852/oj>