



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de la viabilidad técnico / económica de un BESS stand-alone.

Autor: Pablo Pacho Garcia

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2026

ANEXO I

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Estudio de la viabilidad técnico / económica de un BESS stand-alone** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2º de Máster de Ingeniería Industrial** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹


Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

La Inteligencia Artificial se ha utilizado únicamente como apoyo durante las fases iniciales del trabajo. Principalmente, me ha servido para ordenar ideas, estructurar algunos apartados de la memoria y definir de forma más clara los bloques principales del modelo financiero desarrollado en Excel.

También se ha empleado como herramienta de apoyo para resumir algunos conceptos técnicos y financieros y para identificar posibles líneas de análisis. En cualquier caso, las hipótesis utilizadas, los cálculos del modelo, la interpretación de los resultados y la redacción final han sido revisados y desarrollados de forma independiente por el autor.

Firmado (alumno): Pablo Pacho Garcia 
Fecha: 09/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Ignacio Martín Gutiérrez	
Fdo: <i>Jose Ignacio Martin Gutierrez</i>	Fdo:
Fecha: 06/09/2026	Fecha:



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de la viabilidad técnico / económica de un BESS stand-alone.

Autor: Pablo Pacho Garcia

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2026

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO / ECONÓMICA DE UN BESS STAND-ALONE

Autor: Pacho Garcia, Pablo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

La transición energética está modificando profundamente el funcionamiento del sistema eléctrico español. La creciente penetración de fuentes renovables, especialmente solar fotovoltaica y eólica, permite reducir las emisiones asociadas a la generación de electricidad, pero también introduce nuevos retos operativos. Estas tecnologías presentan una producción variable y parcialmente dependiente de las condiciones meteorológicas. Como consecuencia, se producen periodos con abundancia de generación renovable y precios reducidos, alternados con otros en los que disminuye la producción disponible y aumenta el precio de la electricidad.

En este contexto, los sistemas de almacenamiento energético mediante baterías, conocidos como BESS por sus siglas en inglés Battery Energy Storage Systems, adquieren un papel cada vez más relevante. Estos activos permiten almacenar electricidad en las horas de menor precio y descargarla posteriormente cuando su valor es superior. Además, pueden contribuir a la estabilidad del sistema mediante la prestación de servicios auxiliares, la regulación de frecuencia, la respuesta rápida ante desequilibrios y la disponibilidad de potencia firme.

El presente Trabajo Fin de Máster analiza la viabilidad técnico-económica de la adquisición, expansión progresiva y posterior venta de un sistema BESS en configuración stand-alone. A diferencia de una batería asociada directamente a una planta solar o eólica, un activo stand-

alone se conecta de forma independiente a la red eléctrica. Por tanto, su estrategia operativa no está limitada por el perfil de generación de una instalación renovable concreta, sino que puede adaptarse a las señales del mercado y a las necesidades del sistema eléctrico.

El caso de estudio se plantea desde la perspectiva de un inversor financiero que adquiere en 2025 una compañía propietaria de un activo BESS ya operativo. El activo inicial dispone de una potencia instalada de 10 MW y una capacidad energética de 40 MWh. Esta relación implica una duración nominal de cuatro horas a plena potencia. En otras palabras, si la batería estuviera completamente cargada y descargara a su potencia máxima de 10 MW, podría mantener dicha descarga durante aproximadamente cuatro horas.

El objetivo del análisis no consiste únicamente en determinar si la batería es capaz de generar ingresos operativos. El trabajo evalúa si resulta económicamente atractiva una estrategia de inversión basada en adquirir un activo existente, desarrollar un plan de crecimiento orgánico mediante sucesivas ampliaciones de capacidad y vender posteriormente una plataforma de almacenamiento de mayor tamaño y con un EBITDA más elevado.

El enfoque adoptado se diferencia de un proyecto greenfield desarrollado desde cero. La compañía adquirida ya cuenta con un histórico operativo entre 2022 y 2025, lo que permite analizar su comportamiento antes de realizar la inversión. El sponsor no asume inicialmente el riesgo completo de construcción y puesta en marcha de una instalación nueva, sino que parte de una base operativa demostrada y aplica una estrategia de crecimiento durante el periodo de tenencia.

Metodología

La metodología utilizada combina el análisis técnico del activo con la construcción de un modelo económico-financiero integrado desarrollado en Excel. El modelo se estructura a partir de variables físicas y operativas propias de un sistema BESS, de forma que los resultados económicos no se introducen únicamente como cifras agregadas, sino que derivan de hipótesis trazables y verificables.

En primer lugar, se analiza la evolución histórica del activo durante el periodo 2022–2025. El sistema mantiene una capacidad constante de 10 MW y 40 MWh, por lo que el crecimiento histórico no procede de ampliaciones, sino de una mejora gradual de la operación. El número de ciclos anuales aumenta progresivamente y la disponibilidad técnica mejora, permitiendo incrementar la energía descargada y los ingresos obtenidos.

La energía descargada anualmente depende de cuatro variables principales: la potencia instalada, la duración nominal del sistema, el número de ciclos completos equivalentes realizados durante el año y la disponibilidad técnica. La batería no tiene que descargarse necesariamente durante cuatro horas consecutivas todos los días. La duración de cuatro horas indica únicamente cuánto tiempo podría operar a potencia máxima antes de agotar la energía almacenada. En la práctica, la estrategia de carga y descarga puede adaptarse a las condiciones del mercado.

El modelo incorpora tres fuentes principales de ingresos. La primera corresponde al arbitraje energético, es decir, la compra de electricidad en horas valle y su venta en horas punta. La segunda procede de los servicios auxiliares, que remuneran la capacidad de la batería para responder rápidamente a las necesidades del sistema. La tercera incluye pagos por capacidad o disponibilidad, modelizados de forma prudente como una posible fuente de ingresos asociada al valor de mantener potencia disponible para la red.

Desde el punto de vista de costes, se diferencian los costes variables y los costes operativos fijos o semivARIABLES. Entre los primeros se incluyen el coste de compra de la electricidad y los costes de red. Entre los segundos se consideran los gastos de operación y mantenimiento, los seguros y los costes asociados al terreno. Esta estructura permite estimar el EBITDA del activo y analizar la evolución de sus márgenes.

A partir del análisis histórico se construye la valoración de entrada. Se utiliza un EBITDA normalizado de 1,70 millones de euros, ligeramente inferior al EBITDA registrado en 2025, con el objetivo de mantener una hipótesis prudente. Sobre esta cifra se aplica un múltiplo EV/EBITDA de 12,0x, obteniéndose un Enterprise Value de 20,40 millones de euros.

Posteriormente se realiza el Equity Bridge, descontando la deuda preexistente y otros pasivos asimilables a deuda e incorporando la caja disponible, una vez mantenido un colchón mínimo operativo. El Equity Value resultante asciende aproximadamente a 19,01 millones de euros.

La adquisición se financia mediante una combinación de equity aportado por el sponsor, deuda bancaria de largo plazo, financiación procedente de un Debt Fund y caja excedentaria de la propia compañía adquirida. El sponsor aporta aproximadamente 8,36 millones de euros. El Long-Term Loan bancario asciende a 7,0 millones de euros y el Debt Fund aporta 6,0 millones de euros. Además, se utilizan aproximadamente 2,51 millones de euros de caja excedentaria existente en la compañía, manteniéndose una caja mínima operativa de 0,50 millones de euros.

La deuda bancaria presenta un coste inferior y exige amortizaciones obligatorias anuales. El Debt Fund resulta más caro, pero aporta flexibilidad adicional al incorporar una parte de remuneración mediante intereses PIK. Estos intereses no se pagan inmediatamente en efectivo, sino que se capitalizan y aumentan el principal pendiente. El modelo también incluye una línea de crédito revolving o RCF destinada a cubrir déficits temporales de caja, especialmente durante los años con mayores inversiones de expansión.

Una vez adquirida la compañía, se proyecta un plan de crecimiento orgánico. El activo parte de 10 MW y 40 MWh y alcanza 24 MW y 96 MWh en 2032. La duración nominal se mantiene constante en cuatro horas, por lo que cada nuevo MW de potencia exige añadir 4 MWh de capacidad energética. Esta hipótesis permite conservar el mismo perfil técnico y operativo durante las ampliaciones.

El CapEx acumulado asociado a las ampliaciones previstas entre 2027 y 2032 asciende aproximadamente a 17,80 millones de euros. El modelo incorpora una reducción progresiva del coste unitario de los battery packs, coherente con la evolución tecnológica, la madurez industrial y las economías de escala esperadas en el sector.

Finalmente, el modelo integra la cuenta de resultados, el balance, el estado de flujos de caja, la cascada de deuda, el cálculo del valor de salida, el Management Incentive Plan y los retornos obtenidos por cada proveedor de capital. También se realizan análisis de sensibilidad sobre las principales variables: EBITDA de entrada, múltiplo de adquisición, año de salida, múltiplo de venta y porcentaje reservado al equipo directivo.

Resultados

El plan de expansión permite transformar el activo inicial en una plataforma de almacenamiento de mayor escala. La potencia instalada aumenta desde 10 MW hasta 24 MW, mientras que la capacidad energética pasa de 40 MWh a 96 MWh. Como consecuencia, la energía descargada aumenta desde aproximadamente 12.028 MWh en 2026 hasta 28.115 MWh en 2032.

Los ingresos totales crecen desde aproximadamente 3,06 millones de euros en 2026 hasta 6,85 millones de euros en 2032. Esta evolución responde principalmente al incremento de capacidad y al mayor volumen operado. Aunque algunas hipótesis unitarias se moderan en los últimos años para reflejar un escenario prudente, el efecto volumen compensa dicha reducción.

El EBITDA aumenta desde aproximadamente 1,90 millones de euros en 2026 hasta 3,73 millones de euros en 2032. El margen EBITDA disminuye progresivamente desde el 62,0% hasta aproximadamente el 54,5%. Esta reducción se explica por el aumento de determinados costes unitarios, la evolución de los costes de red, el incremento del OPEX absoluto y la moderación prevista de algunas remuneraciones unitarias. No obstante, el EBITDA aumenta en términos absolutos, lo que constituye la principal palanca de creación de valor.

La deuda bruta aumenta durante el periodo proyectado, pasando de aproximadamente 12,41 millones de euros en 2026 a 20,34 millones de euros en 2032. Este incremento no responde a un deterioro estructural del negocio, sino a la financiación del plan de ampliaciones. Por tanto, la deuda debe analizarse conjuntamente con el crecimiento operativo.

Aunque el importe absoluto de la deuda aumenta, el ratio Gross Debt / EBITDA mejora desde aproximadamente 6,5x hasta 5,4x. Esto significa que la compañía final presenta una mayor capacidad relativa para soportar su estructura financiera. El comprador futuro no adquiere el mismo activo comprado en 2025, sino una plataforma de mayor escala, con una capacidad instalada superior, un EBITDA más elevado y un historial operativo más consolidado.

En el escenario base, la venta se produce al cierre de 2032 aplicando un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA, idéntico al múltiplo utilizado en la adquisición. Esta hipótesis permite evitar que la rentabilidad dependa de asumir una expansión del múltiplo. El Enterprise Value aumenta desde 20,40 millones de euros en la entrada hasta aproximadamente 44,82 millones de euros en la salida debido al crecimiento del EBITDA.

Una vez descontada la deuda neta pendiente y la participación correspondiente al Management Incentive Plan, el Sponsor Equity Value alcanza aproximadamente 24,06 millones de euros. Frente a una inversión inicial de 8,36 millones de euros, el sponsor obtiene un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%.

La descomposición del retorno muestra que la principal fuente de creación de valor es el crecimiento operativo. El incremento del EBITDA aporta aproximadamente 24,42 millones de euros de valor adicional, equivalentes al 292% de la inversión inicial del sponsor. El desapalancamiento no constituye una palanca positiva en este caso, ya que la deuda neta aumenta para financiar las ampliaciones. Tampoco se genera valor mediante expansión del múltiplo, dado que el múltiplo de entrada y el de salida se mantienen constantes.

El análisis de sensibilidad permite evaluar la robustez del proyecto. Las variables con mayor impacto son el precio de adquisición, el EBITDA normalizado de entrada, el momento de salida y el múltiplo aplicado en la desinversión. Una salida anticipada puede generar una TIR superior debido a la menor duración de la inversión, aunque reduce el MOIC porque limita el tiempo disponible para completar el crecimiento. Por otra parte, una disminución

del múltiplo de salida reduce la rentabilidad, mientras que una mejora de dicho múltiplo incrementa el retorno del sponsor.

Conclusiones

El análisis permite concluir que la adquisición, expansión y posterior venta de un sistema BESS stand-alone ya operativo puede constituir una oportunidad de inversión atractiva bajo las hipótesis planteadas. El escenario base genera para el sponsor un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%, sin necesidad de asumir una expansión del múltiplo de salida ni dividendos intermedios.

La principal fortaleza del proyecto es que la creación de valor procede fundamentalmente del crecimiento real del activo. La compañía aumenta su capacidad instalada, su volumen de energía gestionada, sus ingresos y su EBITDA. La rentabilidad no se basa en una valoración artificialmente superior en el momento de salida, sino en la transformación de una instalación inicial de 10 MW y 40 MWh en una plataforma de 24 MW y 96 MWh.

No obstante, la recomendación debe entenderse de forma condicionada. El plan de ampliaciones exige una ejecución disciplinada, un control riguroso del CapEx y una gestión activa de la deuda. La RCF absorbe parte de las necesidades de financiación durante los años de expansión y los intereses PIK del Debt Fund incrementan temporalmente el saldo pendiente. Por ello, una refinanciación intermedia podría mejorar la estructura financiera y reducir el coste medio de la deuda.

También resulta necesario reconocer las limitaciones del modelo. Las hipótesis operativas se han planteado de forma anual y simplificada. En una due diligence real sería conveniente incorporar series horarias de precios del mercado eléctrico, optimizar el despacho de la batería, validar el punto de conexión, analizar la degradación por cohortes de equipos y contrastar la evolución de los ingresos por servicios auxiliares y pagos por capacidad con el marco regulatorio aplicable.

En definitiva, el proyecto demuestra que un BESS stand-alone puede resultar atractivo para un inversor financiero cuando combina una base operativa sólida, una estrategia de crecimiento modular, una estructura de financiación coherente y una gestión prudente de los riesgos. La viabilidad depende de ejecutar correctamente las ampliaciones y de adaptar la operación a la evolución del mercado eléctrico, pero el escenario base analizado muestra una creación de valor suficientemente relevante como para justificar el interés por este tipo de activos.

Referencias

- [1] MITECO, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023–2030”, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, septiembre de 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- [2] European Commission, “REPowerEU”.
https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en
- [3] European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity”, EUR-Lex.
<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- [4] OMIE, “Acceso a ficheros”, Operador del Mercado Ibérico de Energía.
<https://www.omie.es/es/file-access-list>
- [5] Red Eléctrica, “eSIOS: Sistema de Información del Operador del Sistema”.
<https://www.esios.ree.es/es>

TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF A STAND-ALONE BESS

Author: Pacho Garcia, Pablo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

Introduction

The energy transition is profoundly changing the operation of the Spanish electricity system. The increasing penetration of renewable energy sources, particularly solar photovoltaic and wind power, contributes to reducing emissions associated with electricity generation. However, it also introduces new operational challenges. These technologies have a variable production profile that is partially dependent on weather conditions. As a result, periods of abundant renewable generation and low electricity prices alternate with periods in which available generation decreases and electricity prices rise.

In this context, Battery Energy Storage Systems, commonly known as BESS, are becoming increasingly relevant. These assets can store electricity during low-price periods and discharge it when its value is higher. In addition, they can contribute to system stability by providing ancillary services, frequency regulation, fast response to imbalances and firm capacity availability.

This Master's Thesis analyses the technical and economic feasibility of acquiring, progressively expanding and subsequently selling a stand-alone BESS. Unlike a battery directly linked to a specific solar or wind farm, a stand-alone BESS is independently connected to the electricity grid. Therefore, its operating strategy is not constrained by the

generation profile of a specific renewable facility. Instead, it can be adapted to market signals and to the needs of the electricity system.

The case study is analysed from the perspective of a financial investor acquiring, in 2025, a company that owns an already operational BESS asset. The initial asset has an installed power capacity of 10 MW and an energy storage capacity of 40 MWh. This relationship results in a four-hour nominal duration at full power. In other words, if the battery were fully charged and discharged at its maximum power of 10 MW, it could sustain that output for approximately four hours.

The objective of the analysis is not limited to determining whether the battery can generate operating revenues. The study evaluates whether an investment strategy based on acquiring an existing asset, implementing an organic growth plan through successive capacity expansions and subsequently selling a larger platform with a higher EBITDA can generate an attractive return.

This approach differs from a greenfield project developed from scratch. The acquired company has an operating history from 2022 to 2025, allowing its performance to be assessed before the transaction takes place. The sponsor does not initially assume the full construction and commissioning risk of a new facility. Instead, the investment starts from an operating platform with demonstrated performance and applies a growth strategy during the holding period.

Methodology

The methodology combines the technical analysis of the asset with the construction of an integrated financial model developed in Excel. The model is based on physical and operational variables specific to a BESS. Therefore, the economic results are not merely introduced as aggregated figures, but derive from traceable and verifiable assumptions.

The first stage consists of analysing the historical performance of the asset between 2022 and 2025. During this period, the system maintains a constant capacity of 10 MW and 40 MWh. Therefore, historical growth does not result from capacity expansion, but from a gradual improvement in operational efficiency. The annual number of cycles increases and technical availability improves, leading to higher discharged energy volumes and revenues.

Annual discharged energy depends on four key variables: installed power capacity, nominal system duration, annual equivalent full cycles and technical availability. The battery does not necessarily discharge for four consecutive hours every day. The four-hour duration only indicates how long the system could operate at full power before exhausting its stored energy. In practice, charging and discharging decisions may be adapted to market conditions.

The model includes three main revenue streams. The first is energy arbitrage, consisting of purchasing electricity during low-price periods and selling it during high-price periods. The second corresponds to ancillary services, which remunerate the ability of the battery to respond rapidly to system needs. The third comprises capacity or availability payments, modelled prudently as a potential source of revenues associated with maintaining firm capacity available for the grid.

The cost structure distinguishes between variable costs and fixed or semi-variable operating costs. Variable costs include electricity charging costs and grid costs. Operating expenses include operation and maintenance, insurance and land-related costs. This structure makes it possible to estimate the EBITDA of the asset and analyse the evolution of its margins.

Based on the historical analysis, the entry valuation is built using a normalised EBITDA of EUR 1.70 million. This amount is slightly below the EBITDA reported in 2025, reflecting a prudent approach. An entry EV/EBITDA multiple of 12.0x is applied, resulting in an Enterprise Value of EUR 20.40 million.

An Equity Bridge is then prepared by deducting existing debt and other debt-like liabilities and incorporating available cash, while maintaining a minimum operating cash balance. The resulting Equity Value is approximately EUR 19.01 million.

The acquisition is financed through a combination of sponsor equity, long-term bank debt, private debt provided by a Debt Fund and excess cash available in the acquired company. The sponsor contributes approximately EUR 8.36 million. The Long-Term Loan amounts to EUR 7.0 million and the Debt Fund provides EUR 6.0 million. In addition, approximately EUR 2.51 million of excess cash is used, while maintaining a minimum operating cash balance of EUR 0.50 million.

The bank loan has a lower cost but requires mandatory annual amortisation. The Debt Fund is more expensive but provides additional flexibility by including a Payment-in-Kind interest component. PIK interest is not paid immediately in cash. Instead, it is capitalised and increases the outstanding principal. The model also incorporates a Revolving Credit Facility or RCF to cover temporary cash deficits, especially during years with significant expansion investments.

Following the acquisition, an organic growth plan is projected. The asset expands from 10 MW and 40 MWh to 24 MW and 96 MWh by 2032. The nominal duration remains constant at four hours. Therefore, each additional MW of power capacity requires the addition of 4 MWh of energy storage capacity. This assumption preserves the same technical and operational profile throughout the expansion plan.

The cumulative CapEx associated with the capacity expansions planned between 2027 and 2032 amounts to approximately EUR 17.80 million. The model assumes a progressive reduction in the unit cost of battery packs, consistent with expected technological improvements, industrial learning and economies of scale.

Finally, the model integrates the income statement, balance sheet, cash flow statement, debt waterfall, exit valuation, Management Incentive Plan and returns generated for each capital

provider. Sensitivity analyses are also performed on the main variables: entry EBITDA, acquisition multiple, exit year, exit multiple and percentage allocated to the management team.

Results

The expansion plan transforms the initial asset into a larger energy storage platform. Installed power capacity increases from 10 MW to 24 MW, while energy storage capacity rises from 40 MWh to 96 MWh. As a result, discharged energy increases from approximately 12,028 MWh in 2026 to 28,115 MWh in 2032.

Total revenues increase from approximately EUR 3.06 million in 2026 to EUR 6.85 million in 2032. This growth is mainly explained by the increase in capacity and operating volume. Although certain unit assumptions are moderated during the final years to reflect a prudent scenario, the volume effect offsets this reduction.

EBITDA increases from approximately EUR 1.90 million in 2026 to EUR 3.73 million in 2032. The EBITDA margin decreases progressively from 62.0% to approximately 54.5%. This reduction is explained by higher unit costs, increasing grid costs, the absolute increase in operating expenses and the assumed moderation of certain unit revenues. Nevertheless, EBITDA increases in absolute terms, representing the main value creation lever of the transaction.

Gross debt increases during the projected period from approximately EUR 12.41 million in 2026 to EUR 20.34 million in 2032. This increase does not reflect a structural deterioration of the business, but rather the financing of the capacity expansion plan. Therefore, debt should be analysed jointly with operating growth.

Although the absolute amount of debt increases, the Gross Debt / EBITDA ratio improves from approximately 6.5x to 5.4x. This means that the final company has a stronger relative capacity to support its financial structure. The future buyer does not acquire the same asset

purchased in 2025, but a larger platform with increased installed capacity, higher EBITDA and a more consolidated operating track record.

Under the base case scenario, the company is sold at the end of 2032 using an exit multiple of 12.0x EBITDA, identical to the entry multiple. This assumption ensures that the return does not depend on multiple expansion. Enterprise Value rises from EUR 20.40 million at entry to approximately EUR 44.82 million at exit due to EBITDA growth.

After deducting net debt and the amount allocated to the Management Incentive Plan, Sponsor Equity Value reaches approximately EUR 24.06 million. Compared with an initial investment of EUR 8.36 million, the sponsor achieves a 2.9x MOIC and a 16.3% IRR.

The return split analysis shows that the main source of value creation is operating growth. EBITDA growth contributes approximately EUR 24.42 million of additional value, equivalent to 292% of the sponsor's initial investment. Deleveraging is not a positive value creation lever in this case because net debt increases to finance the capacity expansions. Multiple expansion does not contribute to value creation either, since entry and exit multiples remain constant.

The sensitivity analysis evaluates the robustness of the investment case. The variables with the greatest impact are the acquisition price, normalised entry EBITDA, exit year and exit multiple. An earlier exit may generate a higher IRR due to the shorter holding period, although it reduces MOIC because the sponsor has less time to complete the growth plan. A lower exit multiple reduces returns, while a higher exit multiple increases the sponsor's profitability.

Conclusions

The analysis concludes that the acquisition, expansion and subsequent sale of an already operational stand-alone BESS may represent an attractive investment opportunity under the

assumptions considered. The base case generates a 2.9x MOIC and a 16.3% IRR for the sponsor without relying on multiple expansion or interim dividends.

The main strength of the project is that value creation is primarily driven by real operating growth. The company increases its installed capacity, the volume of energy managed, its revenues and its EBITDA. The investment thesis is not based on assuming an artificially higher valuation at exit. Instead, it is based on transforming an initial 10 MW and 40 MWh asset into a 24 MW and 96 MWh platform.

Nevertheless, the recommendation should be understood as conditional. The expansion plan requires disciplined execution, rigorous CapEx control and active debt management. The RCF absorbs part of the financing requirements during the expansion years, while PIK interest on the Debt Fund temporarily increases the outstanding balance. Therefore, an intermediate refinancing could improve the financial structure and reduce the average cost of debt.

The limitations of the model should also be acknowledged. Operating assumptions are annual and simplified. A real due diligence process should incorporate hourly electricity price series, optimise the dispatch strategy of the battery, validate the grid connection point, analyse degradation by equipment cohort and assess the evolution of ancillary services and capacity payments under the applicable regulatory framework.

In conclusion, the project demonstrates that a stand-alone BESS can be attractive to a financial investor when it combines a solid operating base, a modular growth strategy, a coherent financing structure and prudent risk management. The economic viability depends on the successful execution of the expansion plan and on the ability to adapt operations to the evolution of the electricity market. However, the base case shows a sufficiently relevant value creation potential to justify the growing interest in this type of asset.

References

-
- [1] MITECO, “Integrated National Energy and Climate Plan. 2023–2030 Update”, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, September 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- [2] European Commission, “REPowerEU”.
https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en
- [3] European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity”, EUR-Lex.
<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- [4] OMIE, “File access”, Operador del Mercado Ibérico de Energía.
<https://www.omie.es/es/file-access-list>
- [5] Red Eléctrica, “eSIOS: System Operator Information System”.
<https://www.esios.ree.es/es>

Índice de la memoria

<i>Introducción</i>	23
Motivación del proyecto	26
<i>Estado de la cuestión</i>	31
<i>Definición del proyecto</i>	41
Objetivos.....	41
Metodología	43
<i>Descripción del modelo</i>	47
Parte I — Análisis detallado de la pestaña "Historical Financials"	47
Parte II — LBO model: transacción, estructura y balance pro-forma	68
Parte III — LBO model: proyección operativa integral.....	83
Parte IV — LBO model: balance, cash flow y cascada de deuda.....	98
<i>Resultados</i> 117	
Parte V — LBO model: exit, MIP y sensibilidades.....	117
<i>Conclusión</i> 133	
Resumen Ejecutivo	133
Desarrollo de la conclusión.....	133
<i>Referencias</i> 143	
<i>Anexo 1: ODS</i>	147

INTRODUCCIÓN

La transición energética en Europa y, particularmente, en España, se encuentra en un momento de transformación acelerada. La progresiva descarbonización del sistema eléctrico, impulsada por los compromisos climáticos internacionales y por la necesidad estratégica de reducir la dependencia energética exterior, ha provocado un crecimiento muy significativo de la capacidad instalada de generación renovable en los últimos años. En este contexto, la energía solar fotovoltaica y la eólica se han consolidado como las principales tecnologías de nueva instalación, debido a su competitividad económica y a la madurez tecnológica alcanzada.

Sin embargo, este cambio estructural en el mix de generación ha introducido nuevos desafíos técnicos y económicos en la operación del sistema eléctrico. A diferencia de las tecnologías convencionales, las fuentes renovables no gestionables presentan una producción variable y parcialmente impredecible, dependiente de las condiciones meteorológicas. La elevada penetración de estas tecnologías provoca periodos con abundancia de generación y precios bajos o muy bajos en el mercado mayorista, alternados con otros en los que la generación renovable disminuye y los precios aumentan de forma significativa. Esta volatilidad creciente en el mercado eléctrico afecta tanto a la estabilidad técnica del sistema como a la rentabilidad de las inversiones.

En este escenario, el almacenamiento energético se configura como un elemento clave para garantizar la flexibilidad del sistema y facilitar una integración eficiente de las energías renovables. Los sistemas de almacenamiento permiten desplazar energía en el tiempo, almacenando electricidad en momentos de exceso de generación o precios reducidos y liberándola cuando la demanda es mayor o los precios resultan más atractivos. Además de este arbitraje temporal, el almacenamiento puede contribuir a la prestación de servicios auxiliares, a la regulación de frecuencia, al control de tensión y a la mejora de la seguridad de suministro.

Dentro de las distintas tecnologías disponibles, los sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas —conocidos como BESS (Battery Energy Storage Systems)— han experimentado una evolución notable en términos de coste, eficiencia y escalabilidad. La reducción sostenida en el precio de las baterías de ion-litio, especialmente en configuraciones basadas en química LFP (litio-ferrofosfato), junto con mejoras en sistemas de control y electrónica de potencia, ha favorecido su despliegue tanto en instalaciones asociadas a plantas renovables como en configuraciones independientes conectadas directamente a red.

En particular, los sistemas BESS en configuración stand-alone representan una modalidad de creciente interés. A diferencia de los sistemas híbridos integrados en una planta fotovoltaica o eólica concreta, los BESS independientes operan como activos propios dentro del sistema eléctrico, conectados a un punto de la red y participando directamente en los distintos mercados eléctricos disponibles. Esta configuración permite una mayor flexibilidad operativa y la posibilidad de optimizar la estrategia de explotación en función de las señales de precio y de las necesidades del sistema.

No obstante, la viabilidad de un sistema BESS stand-alone no depende únicamente de la evolución tecnológica, sino que está condicionada por múltiples factores interrelacionados: la localización geográfica y el punto de conexión a red, el marco regulatorio vigente, la estructura de ingresos disponibles en el mercado eléctrico, los costes de inversión y operación, el comportamiento futuro de los precios de la electricidad y las condiciones de financiación del proyecto. La evaluación rigurosa de todos estos elementos resulta imprescindible antes de plantear la implantación real de una instalación de estas características.

En España, el marco normativo ha ido incorporando progresivamente al almacenamiento como un elemento diferenciador dentro del sistema eléctrico, reconociendo su doble condición de consumidor y generador de energía. Asimismo, los planes estratégicos nacionales contemplan objetivos ambiciosos de despliegue de capacidad de almacenamiento

en el horizonte 2030, lo que anticipa un aumento sustancial de proyectos en los próximos años. Sin embargo, a pesar de este contexto favorable, persisten incertidumbres relativas a la monetización de los servicios prestados por el almacenamiento y a la estabilidad de los ingresos en el medio y largo plazo.

Desde el punto de vista técnico, el diseño de un sistema BESS requiere la definición precisa de parámetros como la potencia nominal, la capacidad energética útil, la profundidad de descarga, el número de ciclos anuales previstos y la degradación esperada a lo largo de su vida útil. Estas variables influyen directamente tanto en el dimensionamiento de la instalación como en su modelo económico. Del mismo modo, la selección del emplazamiento óptimo implica analizar la disponibilidad de capacidad en la red de transporte o distribución, las limitaciones administrativas y ambientales, y los costes asociados a la conexión.

El presente TFM se enmarca en este contexto y tiene como finalidad abordar, desde una perspectiva integral, el estudio de la viabilidad económica de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías en configuración stand-alone. El análisis no se limita a una aproximación puramente financiera, sino que incorpora también criterios técnicos y estratégicos que permiten evaluar la coherencia global del proyecto. Se pretende así desarrollar un caso práctico representativo que permita comprender los factores críticos que determinan la rentabilidad y el riesgo asociado a este tipo de inversiones.

La metodología adoptada combinará el análisis técnico del sistema eléctrico, la revisión de información sectorial actualizada y la construcción de un modelo económico-financiero capaz de simular distintos escenarios de operación. A partir de una localización seleccionada en territorio nacional, se definirá una configuración técnica concreta del sistema BESS y se estimarán los flujos de ingresos derivados de su participación en el mercado eléctrico. Posteriormente, se evaluará la rentabilidad del proyecto mediante indicadores habituales en el análisis de inversiones, tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión.

Conviene subrayar que esta introducción tiene como objetivo contextualizar el trabajo y presentar el marco general en el que se desarrolla el estudio. En los apartados siguientes se profundizará, de forma diferenciada, en la motivación específica del proyecto, en el estado actual de la cuestión en materia de almacenamiento energético y en los objetivos concretos que guían el desarrollo del TFM.

En definitiva, el análisis de sistemas BESS en configuración stand-alone constituye una línea de estudio especialmente relevante en el momento actual de transformación del sistema eléctrico. La correcta valoración de su viabilidad económica permitirá determinar en qué condiciones estos activos pueden desempeñar un papel protagonista en la transición energética, contribuyendo a un sistema más flexible, eficiente y sostenible.

Motivación del proyecto

El interés por el almacenamiento energético no responde únicamente a una tendencia tecnológica coyuntural, sino a una necesidad estructural del modelo energético hacia el que se dirige Europa. La transición hacia un sistema eléctrico basado mayoritariamente en fuentes renovables exige incorporar mecanismos que permitan dotarlo de estabilidad, resiliencia y eficiencia económica. En este marco, el almacenamiento mediante baterías deja de ser una solución complementaria para convertirse en una pieza estratégica dentro del engranaje del sistema eléctrico moderno.

Desde el punto de vista social, el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento contribuye directamente a garantizar la seguridad de suministro en un contexto de creciente electrificación. La electrificación de la movilidad, la demanda de centros de datos (y el alto consumo de energía que estos llevan consigo), la climatización y determinados procesos industriales incrementa la dependencia del sistema eléctrico como eje central del consumo energético. En este escenario, disponer de recursos capaces de responder con rapidez ante desequilibrios entre oferta y demanda resulta esencial para evitar situaciones de estrés en la red. El almacenamiento permite amortiguar fluctuaciones, reducir la necesidad de vertidos

de energía renovable y mejorar la calidad del servicio, aspectos que inciden de forma directa en la estabilidad del suministro para ciudadanos y empresas.

Además, la implantación de proyectos energéticos asociados a nuevas tecnologías puede desempeñar un papel relevante en la dinamización económica de determinados territorios. Las instalaciones BESS requieren inversión en ingeniería, obra civil, suministro de equipos, operación y mantenimiento, generando actividad económica tanto en la fase de construcción como durante su vida útil. En un contexto en el que muchas zonas rurales buscan alternativas de desarrollo ligadas a la transición energética, el almacenamiento se presenta como una oportunidad para atraer inversión productiva y fomentar la especialización técnica local.

En el plano económico, el almacenamiento introduce una nueva lógica en la gestión de la energía. La posibilidad de desplazar electricidad en el tiempo permite aprovechar ineficiencias temporales del mercado, transformando la volatilidad de precios en una potencial fuente de ingresos. Sin embargo, esta misma característica convierte a los proyectos BESS, especialmente en configuración stand-alone, en activos expuestos al riesgo de mercado. A diferencia de instalaciones con retribución regulada o con contratos de compraventa de energía a largo plazo, un sistema independiente depende en gran medida de la evolución futura de los precios y de su capacidad para participar de forma eficiente en distintos segmentos del mercado eléctrico.

Esta dualidad —alto potencial de creación de valor, pero elevada exposición a incertidumbre— constituye uno de los principales motivos para abordar un análisis detallado de viabilidad económica. No se trata únicamente de estimar una rentabilidad esperada, sino de comprender qué variables determinan dicha rentabilidad y cómo interactúan entre sí. Factores como la estructura de capital, el coste de financiación, la degradación de las baterías, el número de ciclos anuales o la evolución del diferencial de precios horarios pueden modificar sustancialmente el resultado final del proyecto. Evaluar estas variables de forma sistemática permite identificar escenarios de oportunidad, pero también límites y riesgos asociados.

Desde el punto de vista tecnológico, el almacenamiento mediante baterías ha alcanzado un grado de madurez que justifica su análisis en profundidad. La reducción progresiva de costes, la mejora en densidad energética y seguridad operativa, y la estandarización de soluciones modulares han favorecido su escalabilidad. No obstante, la elección de una tecnología concreta, su configuración eléctrica y su integración en la red siguen siendo decisiones de ingeniería que requieren un análisis riguroso. Un sobredimensionamiento puede comprometer la rentabilidad, mientras que un dimensionamiento insuficiente puede limitar la capacidad de capturar ingresos o prestar servicios al sistema.

La configuración stand-alone añade un componente adicional de interés técnico. Al no estar vinculada a una planta renovable específica, la instalación debe optimizar su operación exclusivamente en función de las señales del mercado y de las necesidades del sistema. Esto exige una estrategia operativa bien definida y un conocimiento profundo del funcionamiento del mercado eléctrico. Asimismo, implica prestar especial atención al punto de conexión a red, a las restricciones técnicas existentes y a los costes asociados a dicha conexión.

El presente proyecto surge, por tanto, de la convergencia de tres dimensiones: la necesidad sistémica de flexibilidad en el proceso de transición energética, la oportunidad económica asociada a nuevas formas de gestión de la energía y el interés ingenieril por diseñar soluciones técnicamente coherentes y económicamente sostenibles. Analizar la viabilidad de un BESS stand-alone permite integrar estos tres enfoques en un caso práctico concreto, trasladando conceptos generales a una aplicación realista y cuantificable.

Asimismo, el estudio adquiere relevancia en el contexto actual de planificación energética nacional, donde se prevé un incremento significativo de la capacidad de almacenamiento instalada en los próximos años. La materialización efectiva de estos objetivos dependerá en gran medida de que los proyectos resulten atractivos para inversores y financiadores. En consecuencia, disponer de metodologías claras para evaluar su rentabilidad y sus riesgos constituye una aportación útil tanto desde el ámbito académico como desde el profesional.

En definitiva, la motivación de este Trabajo Fin de Máster no radica únicamente en el análisis técnico de una instalación concreta, sino en la voluntad de comprender cómo encaja el almacenamiento energético dentro del nuevo paradigma eléctrico. Evaluar de forma rigurosa la viabilidad económica de un sistema BESS stand-alone permite aportar claridad en un entorno caracterizado por la rapidez del cambio tecnológico y la incertidumbre regulatoria, contribuyendo así a una toma de decisiones más fundamentada en el ámbito de la ingeniería energética.

ESTADO DE LA CUESTIÓN

El desarrollo de sistemas de almacenamiento mediante baterías se encuentra actualmente en una fase de crecimiento acelerado, impulsado por la necesidad de dotar al sistema eléctrico de mayor flexibilidad. Aunque inicialmente gran parte del almacenamiento se ha desarrollado asociado a plantas renovables, especialmente solares fotovoltaicas, en los últimos años está aumentando el interés por los sistemas independientes conectados directamente a red. Esta modalidad, conocida como configuración stand-alone, constituye el foco principal de este proyecto, ya que permite analizar el almacenamiento como un activo autónomo con una lógica de inversión y operación propia.

En el mercado actual pueden identificarse dos grandes enfoques para integrar baterías en el sistema eléctrico. El primero consiste en hibridar una batería con una instalación renovable existente o de nueva construcción. En este caso, la batería se utiliza para desplazar parte de la producción renovable hacia horas de mayor valor, reducir vertidos y optimizar el uso del punto de conexión. Este modelo ha sido una de las vías más habituales de despliegue, ya que permite aprovechar infraestructuras ya desarrolladas y mejorar el perfil de ingresos de activos solares o eólicos.

Ejemplos como Oasis de Atacama, desarrollado por Grenergy en Chile, muestran la escala que pueden alcanzar los proyectos híbridos de generación renovable con almacenamiento. Aunque no se trata de un sistema stand-alone puro, el caso resulta relevante porque evidencia que el mercado ya está financiando y ejecutando proyectos de almacenamiento a gran escala. Grenergy ha estructurado Oasis de Atacama como una plataforma solar con baterías de gran capacidad, y ha obtenido financiación relevante para distintas fases del proyecto, incluyendo acuerdos con bancos internacionales y suministradores tecnológicos como BYD. Este tipo de operaciones demuestra que el almacenamiento está dejando de ser un complemento experimental para convertirse en una infraestructura energética financiable y atractiva para inversores.

No obstante, el presente proyecto se centra en una configuración distinta: el almacenamiento stand-alone. En este tipo de instalaciones, la batería no está vinculada a una planta renovable concreta, sino que se conecta directamente a la red y opera como un activo independiente. Esta diferencia es fundamental, ya que modifica tanto la estrategia de explotación como el análisis económico. Mientras que una batería híbrida suele estar condicionada por el perfil de generación de la planta asociada, una batería independiente puede cargar y descargar en función de las señales del mercado, las restricciones de red y las oportunidades existentes en distintos servicios eléctricos.

La principal ventaja de los sistemas stand-alone es su flexibilidad operativa. Al no depender de una fuente de generación específica, el activo puede optimizar su funcionamiento en función de los precios horarios del mercado mayorista y de los servicios disponibles en cada momento. Esta flexibilidad permite diseñar estrategias de operación basadas en arbitraje energético, participación en mercados de balance, servicios auxiliares, regulación de frecuencia, reservas rápidas o posibles pagos por capacidad. Por tanto, la rentabilidad no procede necesariamente de una única fuente, sino de la combinación de varios mecanismos de monetización.

Esta estructura de ingresos diferencia claramente a las baterías independientes de otros activos energéticos tradicionales. En una planta renovable convencional, los ingresos dependen principalmente de la energía generada y del precio al que se venda. En cambio, un sistema de almacenamiento stand-alone genera valor por su capacidad de mover energía en el tiempo y prestar flexibilidad al sistema. Por ello, su análisis no puede plantearse únicamente como una inversión en generación eléctrica, sino como una inversión en capacidad de gestión, respuesta rápida y optimización de mercado.

Uno de los primeros casos internacionales que demostró el potencial de las baterías conectadas a red fue Hornsdale Power Reserve, en Australia, desarrollado por Neoen con tecnología de Tesla. La instalación inicial, puesta en marcha en 2017, tenía una capacidad de 100 MW / 129 MWh, y posteriormente fue ampliada hasta aproximadamente 150 MW /

193,5 MWh. Este proyecto se convirtió en una referencia global porque demostró que una batería podía prestar servicios de estabilidad de red, reducir costes de servicios auxiliares y responder de forma muy rápida ante desequilibrios del sistema eléctrico. Aunque está co-localizada con un parque eólico, su relevancia para este proyecto reside en que opera prestando servicios de red y monetizando flexibilidad, elementos centrales en el análisis de activos stand-alone.

La experiencia de Hornsdale fue especialmente importante porque permitió validar comercialmente un modelo de negocio basado en servicios al sistema, no únicamente en el arbitraje energético. Tras su puesta en marcha, el proyecto mostró que las baterías podían competir con tecnologías convencionales en determinados servicios de respuesta rápida y control de frecuencia. Este aprendizaje ha impulsado el desarrollo de proyectos similares en otros mercados, especialmente en aquellos con elevada penetración renovable o con necesidades crecientes de estabilidad de red.

Otro mercado relevante para analizar el desarrollo de baterías independientes es Reino Unido. Allí, el despliegue de sistemas de almacenamiento ha estado impulsado por la existencia de mercados de servicios auxiliares relativamente maduros y por la necesidad de flexibilidad del sistema eléctrico. La experiencia británica muestra tanto las oportunidades como los riesgos del modelo stand-alone. En una primera fase, los activos pudieron capturar ingresos elevados en servicios de frecuencia, pero la entrada progresiva de nueva capacidad redujo parte de esos márgenes. Este fenómeno es especialmente relevante, ya que demuestra que los ingresos de una batería pueden variar significativamente a medida que el mercado se vuelve más competitivo.

Esta evolución pone de manifiesto una de las principales cuestiones analizadas en los estudios sectoriales: la posible canibalización de ingresos. Si aumenta el número de baterías que operan en el mismo mercado, todas tenderán a cargar en las horas más baratas y descargar en las más caras. Como consecuencia, los diferenciales de precio pueden reducirse progresivamente. Este efecto limita la posibilidad de extrapolar indefinidamente los ingresos

históricos de arbitraje y obliga a construir modelos financieros con hipótesis prudentes sobre evolución de spreads, ciclos de operación y precios de servicios auxiliares.

En el caso español, el desarrollo de sistemas stand-alone se encuentra todavía en una fase menos madura que en otros mercados como Australia, Reino Unido o algunos estados de Estados Unidos. Sin embargo, las condiciones del sistema eléctrico nacional hacen que este tipo de proyectos resulten cada vez más relevantes. El fuerte crecimiento de la generación fotovoltaica, la aparición de precios muy bajos en determinadas horas solares y la necesidad de flexibilidad para integrar nueva potencia renovable crean un entorno potencialmente favorable para el almacenamiento independiente.

A diferencia de los proyectos híbridos, el desarrollo de un BESS stand-alone exige prestar especial atención al punto de conexión. La localización del activo no se decide únicamente en función del recurso renovable, sino sobre todo en función de la capacidad de red, las restricciones técnicas, la proximidad a nodos relevantes y la posibilidad de participar eficientemente en el mercado. En este sentido, el emplazamiento se convierte en un factor decisivo. Una batería mal localizada puede encontrar limitaciones de conexión, mayores costes o menores oportunidades operativas, mientras que una ubicación adecuada puede mejorar significativamente la rentabilidad del proyecto.

Desde el punto de vista técnico, el dimensionamiento de una batería independiente requiere definir con precisión la potencia, la capacidad energética y la duración del sistema. Estas variables determinan qué tipo de servicios puede prestar el activo y condicionan el nivel de CAPEX necesario. Una batería de menor duración puede resultar adecuada para servicios de respuesta rápida, mientras que una configuración de mayor duración permite capturar mejor oportunidades de arbitraje y desplazamiento energético. En los mercados actuales, las configuraciones de entre dos y cuatro horas son habituales, aunque la elección final depende del modelo de ingresos previsto y de las características del sistema eléctrico donde se instale.

La relación entre potencia y energía almacenada es especialmente importante en los proyectos stand-alone, ya que no existe una planta renovable asociada que marque el perfil

de operación. El activo debe dimensionarse en función de una estrategia económica. Si se busca principalmente arbitraje, resulta necesario contar con suficiente capacidad energética para cargar en horas de bajo precio y descargar durante periodos de mayor valor. Si el objetivo principal son servicios auxiliares, puede ser más relevante la potencia disponible y la velocidad de respuesta que la duración total de descarga.

La degradación de las baterías constituye otro aspecto clave. En un activo independiente, la estrategia de operación puede variar significativamente de un año a otro en función del mercado. Un uso intensivo con elevado número de ciclos puede aumentar los ingresos a corto plazo, pero también acelerar la degradación y reducir la vida útil económica del sistema. Por ello, los modelos financieros deben equilibrar ingresos operativos y deterioro del activo. No basta con maximizar ciclos; es necesario evaluar si el margen capturado justifica el desgaste adicional de la batería.

Los costes de inversión también condicionan de forma directa la viabilidad del modelo stand-alone. Aunque los costes de las baterías han disminuido de forma significativa durante la última década, siguen representando una parte sustancial de la inversión inicial. Además del coste del battery pack, el CAPEX incluye sistemas de conversión de potencia, transformadores, obra civil, conexión a red, sistemas de control, protecciones y costes de desarrollo. En una instalación independiente, algunos de estos costes pueden tener un peso relevante, especialmente si el punto de conexión requiere actuaciones adicionales.

La evolución esperada del CAPEX es uno de los elementos más relevantes en los análisis de inversión. La mejora tecnológica, la competencia entre fabricantes y las economías de escala tienden a reducir el coste unitario de las baterías. Sin embargo, esta reducción puede verse compensada temporalmente por tensiones en materias primas, transporte, demanda global o costes de integración. Por tanto, los modelos más realistas no suelen asumir una caída lineal y permanente, sino una evolución con tendencia decreciente a largo plazo y posibles desviaciones en años concretos.

Desde el punto de vista de ingresos, el arbitraje energético es el mecanismo más intuitivo, pero no necesariamente el único ni el más estable. En un modelo simplificado, el ingreso de arbitraje se estima a partir del diferencial entre precios de carga y descarga multiplicado por la energía operada. Sin embargo, en un mercado real, la operación se optimiza hora a hora, teniendo en cuenta precios diarios e intradiarios, eficiencia de carga y descarga, restricciones técnicas, degradación y disponibilidad. Por ello, el uso de un spread medio anual puede ser una aproximación razonable para un modelo financiero, siempre que se justifique adecuadamente.

Los servicios auxiliares presentan una lógica distinta. En este caso, la batería no solo obtiene valor por comprar y vender energía, sino por estar disponible para responder ante necesidades del sistema. Esto puede incluir regulación de frecuencia, reserva rápida o servicios de balance. Para un activo stand-alone, estos ingresos pueden ser especialmente relevantes, ya que la batería puede reservar parte de su capacidad para participar en estos mercados sin depender de una producción renovable específica. No obstante, su valoración debe ser prudente, ya que los precios pueden disminuir a medida que aumenta la competencia.

Los pagos por capacidad, cuando existen, representan otra posible fuente de ingresos. Su objetivo es remunerar la disponibilidad de potencia firme para contribuir a la seguridad de suministro. Aunque en España estos mecanismos no están tan desarrollados para baterías como en otros mercados, pueden tener un papel creciente en el futuro si el sistema eléctrico necesita garantizar respaldo en un entorno de alta penetración renovable. En cualquier caso, al tratarse de una fuente de ingresos dependiente de regulación, conviene modelarla de forma conservadora.

La financiación de un proyecto stand-alone presenta retos específicos. Las entidades financiadoras suelen valorar positivamente activos con flujos de caja estables y predecibles. Sin embargo, una batería independiente tiene una exposición significativa a ingresos merchant y a mercados todavía en evolución. Esto puede traducirse en estructuras de deuda

más conservadoras, menor apalancamiento, mayores exigencias de cobertura o necesidad de contratos con optimizadores que reduzcan parcialmente el riesgo operativo. Por este motivo, la estructura de capital forma parte esencial del análisis de viabilidad.

En comparación con una planta renovable tradicional, el almacenamiento independiente se aproxima más a un activo de infraestructura con componente merchant y tecnológico. Su valor no depende solo de la producción de energía, sino de la capacidad de capturar oportunidades de mercado y adaptarse a distintas necesidades del sistema. Esto hace que su valoración requiera una aproximación más dinámica. Además de indicadores clásicos como VAN, TIR o payback, resulta conveniente analizar escenarios de sensibilidad sobre spreads, ciclos, disponibilidad, CAPEX, coste de deuda y valor de salida.

La literatura académica existente ha abordado numerosos aspectos técnicos del almacenamiento, como degradación, optimización de operación, control de baterías o integración en red. También existen estudios centrados en la hibridación de renovables con almacenamiento. Sin embargo, los análisis integrales de sistemas stand-alone desde una perspectiva de inversión siguen siendo más limitados, especialmente adaptados al contexto español. En muchos casos, los trabajos se centran en simulaciones técnicas o en modelos económicos simplificados, sin incorporar de forma detallada la estructura de capital, la financiación, la expansión futura o la valoración de salida.

Esta brecha resulta relevante porque la decisión de desarrollar o adquirir un activo de almacenamiento independiente no depende únicamente de que la tecnología funcione. Depende de que el proyecto sea capaz de generar retornos suficientes bajo hipótesis realistas. Para ello es necesario integrar en un mismo análisis el diseño técnico, el mercado eléctrico, la estructura de ingresos, los costes de inversión y operación, la deuda, la fiscalidad y el posible valor del activo en una futura venta.

En este sentido, el análisis de proyectos stand-alone es especialmente interesante desde una perspectiva financiera. Muchos activos de almacenamiento pueden plantearse no solo como proyectos desarrollados desde cero, sino también como activos operativos susceptibles de

adquisición, mejora operativa y venta futura. Este enfoque es habitual en el ámbito de infraestructuras, donde el inversor adquiere un activo existente, optimiza su operación, introduce mejoras técnicas o comerciales y posteriormente lo vende una vez estabilizado. Aplicado a baterías, este planteamiento permite analizar tanto la rentabilidad operativa como la creación de valor mediante expansión, reducción de costes, mejora de ingresos y desapalancamiento.

La existencia de ejemplos internacionales de éxito demuestra que la tecnología y el modelo de negocio pueden ser viables, pero también evidencia que el resultado depende fuertemente del contexto. Hornsdale funcionó en un mercado con necesidades claras de estabilidad y servicios auxiliares. Reino Unido desarrolló un mercado atractivo para baterías, aunque con señales de compresión de ingresos conforme aumentó la competencia. Proyectos híbridos como Oasis de Atacama muestran que el almacenamiento puede atraer financiación y compradores institucionales cuando existe una estructura sólida de ingresos y una escala suficiente. Estas referencias son útiles, pero no eliminan la necesidad de evaluar cada caso concreto.

Por ello, un análisis centrado en un BESS stand-alone en España debe responder a varias preguntas todavía abiertas: qué tamaño resulta razonable, qué ingresos pueden esperarse, cómo evolucionan los costes, qué nivel de deuda es sostenible, qué impacto tiene la expansión futura de capacidad y qué valor puede tener el activo en una eventual venta. Estas cuestiones justifican el desarrollo de un modelo propio, adaptado al caso analizado y no basado únicamente en referencias genéricas de mercado.

En definitiva, el estado actual del sector muestra que el almacenamiento independiente está pasando de una fase inicial de validación tecnológica a una etapa de desarrollo comercial y financiero. La tecnología ya cuenta con referencias reales, los costes han evolucionado favorablemente y el sistema eléctrico necesita recursos flexibles. Sin embargo, la incertidumbre sobre ingresos, regulación, competencia y financiación sigue siendo elevada. Por ello, resulta necesario estudiar de forma detallada bajo qué condiciones un proyecto

stand-alone puede ser viable y atractivo para inversores. Esa es precisamente la cuestión que se aborda en este proyecto, mediante el análisis técnico y económico de un activo de almacenamiento independiente conectado a red.

DEFINICIÓN DEL PROYECTO

Objetivos

El presente proyecto tiene como objetivo principal analizar la viabilidad económica de la adquisición, expansión y posterior venta de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías en configuración stand-alone. El análisis se plantea desde la perspectiva de un inversor financiero que adquiere en 2025 una compañía propietaria de un activo BESS ya operativo, desarrolla un plan de crecimiento durante el periodo de tenencia y vende la compañía al cierre de 2032.

El trabajo no se centra en el desarrollo de una instalación desde cero, sino en la evaluación de una oportunidad de inversión sobre un activo existente. Este enfoque permite analizar no solo la rentabilidad operativa del sistema, sino también la capacidad del inversor para crear valor mediante la mejora del negocio, la ampliación progresiva de la capacidad instalada y la optimización de la estructura financiera.

En primer lugar, se pretende caracterizar el activo adquirido a partir de sus principales variables técnicas y operativas. Entre ellas se incluyen la potencia instalada, la duración del sistema, la capacidad energética, el número de ciclos anuales, la disponibilidad técnica y la energía descargada. Estos indicadores permiten comprender el funcionamiento del proyecto y establecer una base razonable para la construcción de las proyecciones futuras.

A continuación, se analiza la evolución histórica del activo durante el periodo previo a la adquisición. Para ello, se construye una cuenta de resultados que permite estudiar el comportamiento de los ingresos, los costes operativos, el EBITDA, el EBIT y el beneficio neto. El análisis histórico tiene como finalidad identificar los principales factores que explican la evolución del negocio y determinar si el activo presenta una base suficientemente sólida para justificar una operación apalancada.

Otro de los objetivos principales consiste en valorar la compañía en el momento de la adquisición. Para ello, se utiliza un EBITDA normalizado y se aplica un múltiplo de entrada coherente con las características del activo. A partir de esta valoración se construye el Equity Bridge, incorporando los ajustes correspondientes por deuda preexistente, otros pasivos asimilables a deuda, caja disponible y caja mínima operativa.

Posteriormente, se define la estructura de financiación de la operación. El modelo combina equity aportado por el sponsor, deuda bancaria de largo plazo, financiación procedente de un Debt Fund y una línea de crédito revolving. El objetivo es analizar cómo interactúan los distintos instrumentos financieros, qué coste presenta cada uno de ellos y cómo evoluciona la deuda durante el periodo de inversión.

El proyecto también tiene como objetivo evaluar el impacto de un plan de expansión orgánica. El activo parte de una capacidad inicial de 10 MW y 40 MWh y aumenta progresivamente hasta alcanzar 24 MW y 96 MWh en 2032. Esta expansión permite analizar cómo afectan las nuevas inversiones al CAPEX, al D&A, al EBITDA, a la generación de caja y al nivel de apalancamiento de la compañía.

A partir de estas hipótesis se construye un modelo financiero integrado que incluye la cuenta de resultados, el balance, el estado de flujos de caja y la cascada de deuda. Esta estructura permite comprobar la coherencia interna del modelo y analizar de forma conjunta la evolución operativa y financiera del activo durante el periodo de tenencia.

Una vez proyectada la evolución de la compañía, se estima su valor en el momento de la venta. El escenario base plantea una desinversión al cierre de 2032 aplicando un múltiplo de salida igual al múltiplo de entrada. Esta hipótesis permite adoptar un enfoque prudente, ya que la rentabilidad de la inversión no depende de asumir una expansión del múltiplo, sino principalmente del crecimiento operativo del activo.

Sobre esta base se calculan los retornos obtenidos por los distintos proveedores de capital. En particular, se analiza la rentabilidad del Long-Term Loan, del Debt Fund y del sponsor

mediante la TIR y el MOIC. Asimismo, se estudia la descomposición de la creación de valor para identificar qué parte del retorno procede del crecimiento del EBITDA, de la evolución de la deuda y de una posible variación del múltiplo de salida.

Finalmente, se realizan análisis de sensibilidad sobre las principales variables del modelo. Entre ellas se incluyen el EBITDA de entrada, el múltiplo de adquisición, el año de salida, el múltiplo de desinversión y el porcentaje reservado al Management Incentive Plan. Estas sensibilidades permiten evaluar la robustez de los resultados y determinar qué hipótesis tienen mayor impacto sobre la rentabilidad del sponsor.

En conjunto, el proyecto busca desarrollar un caso de estudio riguroso y replicable que permita comprender bajo qué condiciones la adquisición y expansión de un sistema BESS stand-alone puede resultar atractiva para un inversor financiero. El objetivo final no es únicamente obtener una estimación de rentabilidad, sino identificar las principales palancas de creación de valor, los riesgos más relevantes y los factores que deben gestionarse para garantizar la viabilidad de la operación.

Metodología

La metodología seguida en este proyecto se ha planteado con el objetivo de evaluar de forma ordenada la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento mediante baterías en configuración stand-alone. Para ello, se ha combinado una revisión del contexto sectorial con la construcción de un modelo económico-financiero que permita analizar el comportamiento esperado del activo bajo una serie de hipótesis operativas, técnicas y financieras.

En primer lugar, se ha llevado a cabo una revisión del estado actual del almacenamiento energético, con especial atención a los proyectos independientes conectados a red. Esta revisión ha permitido identificar las principales fuentes de ingresos de este tipo de activos, los modelos de negocio existentes, los riesgos más relevantes y las variables que condicionan su rentabilidad. El análisis previo del sector resulta necesario para establecer una base

razonable sobre la que construir las hipótesis del modelo, evitando plantear supuestos aislados o desconectados de la realidad del mercado.

A partir de esta revisión, se ha definido el tipo de activo objeto de análisis. El proyecto se centra en un sistema BESS stand-alone ya operativo, con varios años de funcionamiento previo, que se analiza desde la perspectiva de un inversor que adquiere el activo, lo opera durante un periodo determinado, introduce mejoras o ampliaciones de capacidad y finalmente lo vende. Este enfoque permite aproximar el análisis a una operación realista de inversión en infraestructuras, donde no solo importa la rentabilidad operativa del activo, sino también la creación de valor durante el periodo de tenencia.

La primera fase del análisis consiste en caracterizar el activo inicial. Para ello se definen sus principales parámetros técnicos, como la potencia instalada, la duración del sistema, la capacidad energética, el número de ciclos anuales, la disponibilidad esperada y la vida útil de los equipos. Estas variables permiten estimar el volumen de energía que puede gestionar el sistema y sirven como punto de partida para proyectar tanto los ingresos como los costes de operación. Aunque el proyecto tiene un fuerte componente financiero, la lógica del modelo parte siempre de variables físicas y operativas propias del activo energético.

Posteriormente, se construye una cuenta de resultados histórica para los primeros años de operación. Esta parte permite representar el comportamiento inicial del activo y establecer una base desde la que proyectar su evolución futura. Los ingresos se desglosan en distintas categorías, reflejando que una batería independiente no depende de una única fuente de monetización. En particular, se consideran ingresos asociados al arbitraje energético, a servicios auxiliares y a pagos por disponibilidad o capacidad, en función de las hipótesis del caso analizado.

Del mismo modo, se identifican los principales costes de explotación del activo. Estos se separan entre costes variables, vinculados a la energía operada, y costes fijos o semivariables, relacionados con la capacidad instalada y la operación del sistema. Esta clasificación permite representar mejor la estructura económica de una instalación de

almacenamiento, donde algunos costes dependen directamente del nivel de actividad, mientras que otros están más ligados al tamaño del activo o a contratos de operación, mantenimiento, seguros y arrendamiento.

Una vez construida la base histórica, la metodología continúa con la proyección operativa del activo durante el periodo de análisis. Para ello se establecen hipótesis sobre la evolución futura de la capacidad instalada, los ciclos anuales, la disponibilidad, los precios de referencia, los ingresos unitarios y los costes unitarios. Estas hipótesis permiten simular la evolución del negocio bajo un escenario base razonable. La incorporación de ampliaciones de capacidad a partir de determinados años permite reflejar una estrategia de crecimiento progresivo, coherente con la idea de adquisición, mejora y posterior venta del activo.

En paralelo, se estima el CAPEX asociado tanto al activo inicial como a las posibles ampliaciones futuras. Este análisis incorpora la evolución esperada del coste de los battery packs, la duración del sistema y la capacidad añadida en cada periodo. A partir de estas inversiones se calcula la depreciación correspondiente, considerando la vida útil estimada de los equipos. Esta parte es especialmente relevante, ya que el almacenamiento mediante baterías es un negocio intensivo en capital y la evolución del CAPEX tiene un impacto directo sobre la rentabilidad del proyecto.

A continuación, se desarrolla el modelo financiero completo. Este modelo integra la cuenta de resultados, el balance, el flujo de caja, la deuda y la rentabilidad para el inversor. El objetivo no es únicamente calcular ingresos y costes, sino construir una estructura coherente que permita analizar cómo se genera caja, cómo se financia el activo, cómo evoluciona la deuda y qué retorno obtiene el inversor bajo las hipótesis establecidas. En este sentido, el modelo permite pasar de una visión puramente operativa a una evaluación financiera completa.

La financiación se modeliza considerando una estructura de capital basada en deuda y equity. Se incorporan las principales características de la financiación, como el importe de deuda, los costes financieros, la amortización, posibles líneas de crédito y la evolución de la caja

disponible. Esta parte permite evaluar si el activo genera suficiente flujo de caja para atender sus obligaciones financieras y si la estructura de deuda planteada resulta sostenible durante el periodo de inversión.

Una vez proyectados los estados financieros, se analiza la creación de valor para el inversor. Para ello se calcula el valor del activo en el momento de salida, normalmente a partir de un múltiplo aplicado a una métrica operativa o financiera representativa. Posteriormente, se deduce la deuda neta existente en ese momento para obtener el valor atribuible al equity. Con esta información se calculan métricas de rentabilidad como la TIR y el múltiplo sobre el capital invertido, que permiten evaluar el atractivo económico de la operación.

Finalmente, se realizan análisis de sensibilidad sobre las variables más relevantes del modelo. Dado que los proyectos de almacenamiento independiente están expuestos a incertidumbres significativas, resulta necesario estudiar cómo varían los resultados ante cambios en hipótesis clave. Entre las variables más importantes se encuentran el precio de entrada, el múltiplo de salida, la evolución de los ingresos, los costes de inversión, el nivel de apalancamiento, los spreads de arbitraje y la capacidad de generación de EBITDA. Este análisis permite identificar qué factores tienen mayor impacto sobre la rentabilidad y cuáles representan los principales riesgos del proyecto.

En conjunto, la metodología seguida permite avanzar desde una comprensión general del mercado hasta una evaluación financiera concreta del activo. El proceso combina criterios técnicos, operativos y financieros, de forma que la viabilidad del proyecto no se evalúa únicamente a partir de una estimación aislada de ingresos, sino mediante un modelo integrado que refleja la interacción entre inversión, operación, financiación y valor de salida. De esta manera, el análisis proporciona una base estructurada para valorar bajo qué condiciones un sistema BESS stand-alone puede resultar atractivo desde el punto de vista económico.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Parte I — Análisis detallado de la pestaña "Historical Financials"

1. Introducción al bloque histórico

La pestaña Historical Financials recoge la información operativa, económica y patrimonial utilizada como punto de partida para la construcción del modelo financiero. Su finalidad principal es mostrar la evolución reciente del activo antes de la adquisición y establecer una base coherente sobre la que proyectar su comportamiento durante el periodo de tenencia del sponsor.

La hoja combina datos históricos correspondientes al periodo 2022–2025 con una primera estimación para 2026. Los ejercicios históricos permiten analizar la evolución realista del negocio antes de la transacción, mientras que la proyección de 2026 actúa como enlace entre la situación existente en el momento de la compra y el horizonte futuro desarrollado posteriormente en las pestañas Operating Model y LBO Model.

La información se organiza en cuatro bloques principales:

- Historical Income Statement: recoge la evolución de los principales indicadores operativos y financieros del activo. Incluye la capacidad instalada, las horas de descarga, los ciclos anuales, la disponibilidad técnica, la energía descargada y las distintas fuentes de ingresos. A partir de estas variables también se calculan los costes operativos, el EBITDA, el EBIT, el resultado antes de impuestos y el beneficio neto.
- Historical Closing Balance Sheet: presenta el balance de cierre correspondiente a 2025, último ejercicio previo a la adquisición. Este bloque permite identificar la posición patrimonial del activo en el momento de entrada del sponsor, incluyendo el inmovilizado material, los intangibles, el circulante, la caja disponible, la deuda preexistente y el patrimonio neto.

- D&A: calcula la amortización anual del activo inicial a partir de la capacidad instalada, la duración del sistema, el precio unitario del battery pack y la vida útil asumida. Este cálculo permite trasladar de forma coherente el desgaste contable del activo a la cuenta de resultados histórica y al balance de cierre.
- Other Relevant Information: recoge información complementaria relativa a la deuda preexistente y a los gastos financieros asociados. Estos datos resultan necesarios para comprender la situación financiera de la compañía antes de estructurar la nueva financiación de la operación apalancada.

La lógica de esta pestaña es fundamentalmente operativa. En lugar de introducir únicamente resultados agregados, el modelo construye los ingresos y los costes a partir de variables físicas y económicas verificables. Por ejemplo, la energía descargada se obtiene a partir de la capacidad instalada, la duración del sistema, el número de ciclos anuales y la disponibilidad técnica. Del mismo modo, los ingresos por arbitraje dependen de la energía descargada y del precio de venta de la electricidad, mientras que los ingresos por servicios auxiliares y capacidad se calculan en función de la potencia disponible.

Este enfoque permite analizar con mayor precisión las causas que explican la evolución del negocio. Durante el periodo histórico, la capacidad instalada permanece constante en 10 MW y la duración del sistema se mantiene en 4 horas. Por tanto, el crecimiento de la actividad no procede de ampliaciones de capacidad, sino de la mejora gradual de la operación: aumentan los ciclos realizados cada año y mejora la disponibilidad técnica del activo.

La pestaña cumple así una doble función. En primer lugar, permite evaluar si el comportamiento histórico del proyecto resulta coherente con las características técnicas de un sistema de almacenamiento mediante baterías. En segundo lugar, proporciona los valores de referencia necesarios para construir las proyecciones futuras y analizar posteriormente la adquisición, la expansión de capacidad y la venta del activo en 2032.

La estructura visual de la hoja facilita la lectura del modelo. Las líneas principales muestran los valores operativos y financieros, mientras que las líneas intermedias permiten observar

las tasas de crecimiento anuales. Asimismo, cada partida incorpora sus unidades correspondientes —€, k€, MW, MWh, horas o porcentajes—, lo que permite interpretar correctamente los resultados y mantener la trazabilidad de los cálculos.

2. Análisis detallado de los drivers operativos

El bloque de drivers operativos descompone la generación de ingresos en sus value drivers físicos verificables. Esta arquitectura bottom-up es metodológicamente robusta: cada output (energía descargada en MWh) deriva de inputs medibles (capacidad, horas, ciclos, disponibilidad), lo que permite auditar el modelo contra la realidad técnica del activo y, eventualmente, contra los datos de telemetría del SCADA del BESS.

2.1 Capacidad instalada (MW)

Baterías ABC - Company Data					
Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected

1	Historical Income Statement	Units				
	In €					
	Capacity	MW	10	10	10	10
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-

La capacidad permanece constante en 10 MW durante todo el periodo histórico, lo que confirma que el activo opera en una única configuración sin ampliaciones durante la fase analizada. Esta estabilidad es informativamente importante por dos razones:

Aísla los efectos de los demás drivers: cualquier variación en los ingresos durante el periodo histórico se debe exclusivamente a cambios en horas, ciclos, disponibilidad o precios, no a expansiones de capacidad.

Establece el "baseline" sobre el que se proyectará la expansión: el plan de crecimiento del LBO Model (10 MW → 24 MW entre 2027 y 2032) parte de esta base estable, y el riesgo de ejecución de la expansión debe valorarse contra una historia de operación en una única configuración técnica.

2.2 Horas de descarga (h)

Baterías ABC - Company Data					
Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected

1	Historical Income Statement	Units				
	In €					
	Capacity	MW	10	10	10	10
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-
	Hours	h	4	4	4	4
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-

Las 4 horas de descarga son una característica técnica fundamental del activo: define el tipo de servicio que el BESS puede prestar. Un sistema de 10 MW × 4 h = 40 MWh de capacidad energética total se sitúa en el segmento "duración media" del mercado de almacenamiento, idóneo para:

- Arbitraje horario (carga en horas valle, descarga en horas pico).
- Servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria.
- Capacidad firme en mercados de capacidad.

En contraste, un sistema de 1–2 horas estaría más enfocado a regulación primaria, y uno de 6–8 horas a desplazamiento de generación renovable diurna. La elección de 4 horas es coherente con el mix de ingresos que se observa en el modelo (Arbitrage + Ancillary + Capacity).

2.3 Ciclos por año (#)

Baterías ABC - Company Data						
Initial Period		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year		2022	2023	2024	2025	2026
Days		365	365	366	365	365
Type		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected

1	Historical Income Statement	Units					
	<i>In €</i>						
	Capacity	MW	10	10	10	10	10
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
	Hours	h	4	4	4	4	4
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
	Cycles / year	#	250	270	290	300	310
	% Growth	% Growth	n.a.	8.0%	7.4%	3.4%	3.3%

El número de ciclos completos por año pasa de 250 a 310 (+24%) en cinco años, lo que refleja la maduración operativa del activo: el equipo gestor aprende a optimizar la estrategia de carga/descarga y a aprovechar más oportunidades de arbitraje conforme acumula experiencia con el comportamiento del mercado eléctrico.

El crecimiento se modera del +8% en 2023 al +3,3% en 2026, lo que es coherente con una curva de aprendizaje en saturación: las ganancias marginales se reducen una vez que el equipo ha alcanzado un nivel de eficiencia próximo al óptimo. Este patrón de saturación se prolonga en el periodo proyectado (LBO Model), donde los ciclos alcanzan un techo de 330 en 2029–2030 y luego decrecen hasta 320 en 2032 — un decremento intencional para preservar la vida útil de las celdas, dado que más ciclos implican más desgaste electroquímico.

2.4 Disponibilidad (%)

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected

1	Historical Income Statement	Units					
	In €						
	Capacity	MW	10	10	10	10	10
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
	Hours	h	4	4	4	4	4
	% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
	Cycles / year	#	250	270	290	300	310
	% Growth	% Growth	n.a.	8.0%	7.4%	3.4%	3.3%
	Availability	%	92%	94%	95%	96%	97%
	% Growth	% Growth	n.a.	2.2%	1.1%	1.1%	1.0%

La disponibilidad técnica (medida como porcentaje del tiempo en que el activo está apto para operar) mejora consistentemente +5 puntos porcentuales durante el periodo histórico, alcanzando un 97% en 2026 — un nivel excelente para un activo BESS, comparable a la disponibilidad de plantas térmicas convencionales en régimen de mantenimiento preventivo riguroso.

Este indicador es doblemente importante:

1. Es un proxy de la calidad de la gestión técnica: una disponibilidad creciente confirma que el equipo de O&M ha optimizado el plan de mantenimiento preventivo, ha reducido los tiempos de reparación correctiva y ha mejorado el inventario de repuestos críticos.
2. Es un input directo en la fórmula de ingresos: cada punto de disponibilidad adicional se traduce en proporcionalmente más MWh descargados y, por tanto, más ingresos por arbitraje. La mejora de 92% a 97% representa un +5,4% de ingresos por arbitraje "regalados" por la mejora operativa, sin necesidad de inversión adicional en capacidad.

2.5 Energía descargada (MWh)

La fórmula nuclear que sintetiza los cuatro drivers anteriores es:

Energy Discharged (MWh) = Capacity (MW) × Hours (h) × Cycles (#) × Availability (%)

Baterías ABC - Company Data					
Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected

1	Historical Income Statement	Units				
	In €					
	Capacity	MW	10	10	10	10
	% Growth	% Growth	n.a.	–	–	–
	Hours	h	4	4	4	4
	% Growth	% Growth	n.a.	–	–	–
	Cycles / year	#	250	270	290	300
	% Growth	% Growth	n.a.	8.0%	7.4%	3.4%
	Availability	%	92%	94%	95%	96%
	% Growth	% Growth	n.a.	2.2%	1.1%	1.1%
	Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520
	% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%
						12,028
						4.4%

La energía descargada crece un +30,7% acumulado entre 2022 y 2026, exclusivamente impulsada por la mejora operativa (más ciclos, más disponibilidad), ya que la capacidad y las horas son constantes. Este crecimiento sin inversión adicional es la definición exacta de "apalancamiento operativo positivo" y es uno de los activos más valiosos que un sponsor financiero puede heredar al adquirir la compañía.

3. Análisis detallado de la cuenta de resultados histórica

3.1 Cascada de ingresos

El modelo descompone los ingresos en tres familias, coherentes con la estructura típica de remuneración de un sistema BESS en mercados liberalizados europeos:

3.1.1 Arbitrage Revenues — Carga/descarga aprovechando spreads horarios

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
% Growth	n.a.	2.2%	1.1%	1.1%	1.0%
Energy Discharged	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028
% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%
Electricity Sale	55	60	58	62	63
% Growth	n.a.	9.1%	(3.3%)	6.9%	1.6%
Arbitrage Revenues	506,000	609,120	639,160	714,240	757,764
% Growth	n.a.	20.4%	4.9%	11.7%	6.1%

La media de cada año, medida como el precio al que vendes a la red

Los ingresos por arbitraje se calculan como:

$$\text{Arbitrage Revenues} = \text{Energy Discharged} \times \text{Electricity Sale (€/MWh)}$$

El precio por MWh evoluciona de manera no monótona: sube en 2023, baja en 2024 y vuelve a subir en 2025–2026. Esta volatilidad es típica del mercado spot eléctrico europeo y refleja la creciente penetración de generación renovable variable.

3.1.2 Ancillary Revenues

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
% Growth	n.a.	20.4%	4.9%	11.7%	6.1%
Ancillary	150,000	160,000	170,000	180,000	190,000
% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%
Ancillary Revenues	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000
% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%

lo que te pagan por mantener estable la red eléctrica

Estos ingresos remunerarán la prestación de servicios de regulación (primaria, secundaria, terciaria) y reservas al operador del sistema (REE en España). Se calculan como:

$$\text{Ancillary Revenues} = \text{Capacity} \times \text{Ancillary Price (€/MW)}$$

El precio unitario crece de manera lineal y predecible, lo que sugiere o bien un contrato bilateral indexado a la inflación, o bien una proyección suavizada del autor del modelo

basada en su lectura del mercado de subastas. En cualquier caso, es la principal fuente de ingresos ($\approx 65\%$ del total en 2022), lo que tiene una doble lectura:

Lectura positiva: estos ingresos son estables y predecibles, lo que reduce el riesgo del business plan y mejora la "bancabilidad" del activo (capacidad de soportar deuda).

Lectura prudencial: la concentración en un solo flujo crea un riesgo regulatorio significativo. Un cambio estructural en el esquema de subastas de servicios complementarios (similar al producido en España con el RD-Ley 17/2019) podría comprimir significativamente este margen.

3.1.3 Capacity Revenues — Remuneración por disponibilidad de capacidad firme

Baterías ABC - Company Data

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Initial Period		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year		2022	2023	2024	2025	2026
Days		365	365	366	365	365
Type		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
Ancillary Revenues	€	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%
Capacity	€/MW	30,000	32,000	35,000	38,000	40,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%
Capacity Revenues	€	300,000	320,000	350,000	380,000	400,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%

Estos ingresos remuneran la capacidad firme disponible para el sistema, típicamente a través de mecanismos de mercado de capacidad como el inglés Capacity Market o el francés Mécanisme de Capacité. Crecen del orden del 6–9% anual, consistente con el aumento de la prima de capacidad en mercados europeos donde la salida progresiva de generación firme (carbón, nuclear) eleva el valor del respaldo.

3.1.4 Total Revenues (Arbitrage Revenues + Ancillary Revenues + Capacity Revenues)

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
Electricity Sale	€/MWh	55	60	58	62	63
% Growth	% Growth	n.a.	9.1%	(3.3%)	6.9%	1.6%
Arbitrage Revenues	€	506,000	609,120	639,160	714,240	757,764
% Growth	% Growth	n.a.	20.4%	4.9%	11.7%	6.1%
Ancillary	€/MW	150,000	160,000	170,000	180,000	190,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%
Ancillary Revenues	€	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%
Capacity	€/MW	30,000	32,000	35,000	38,000	40,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%
Capacity Revenues	€	300,000	320,000	350,000	380,000	400,000
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764
% Growth	% Growth	n.a.	9.7%	6.3%	7.6%	5.6%

Análisis del mix de ingresos:

El mix se reequilibra ligeramente hacia el arbitraje (+2,9 puntos), reflejando la dinámica del mercado europeo donde los activos BESS están aprovechando cada vez más los spreads horarios crecientes. Sin embargo, los servicios Ancillary siguen siendo la columna vertebral del modelo de negocio.

3.2 Cascada de costes

3.2.1 COGS (Coste de mercancía vendida)

El COGS se descompone en dos partidas:

- Electricity Cost (precio de carga (€/MWh) × MWh descargados):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
Electricity Price	€ /MWh	50	52	53	55	57
% Growth	% Growth	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)
% Growth	% Growth	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%

- Grid Cost (peajes de acceso a red (€/MWh) × MWh descargados):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8
% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%

Total COGS:

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57
% Growth	% Growth	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)
% Growth	% Growth	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8
% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%
(-) COGS	€	(533,600)	(609,120)	(672,220)	(725,760)	(781,820)
% Growth	% Growth	n.a.	14.2%	10.4%	8.0%	7.7%

Observaciones críticas sobre el COGS:

El precio de carga crece +14% acumulado (de 50 a 57 €/MWh), lo que comprime el spread bruto: en 2022, el spread era 5 €/MWh (55 venta – 50 compra); en 2026, sigue siendo 6 €/MWh (63 – 57). Una mejora absoluta muy moderada.

Los Grid Fees son constantes en 8 €/MWh en todo el periodo histórico: una hipótesis prudente que refleja la estabilidad regulatoria de los peajes de acceso, pero que podría revisarse al alza en futuros escenarios dado el endurecimiento regulatorio europeo y los esfuerzos de los operadores de red por trasladar costes de infraestructura a los usuarios industriales.

El COGS crece +46,5% acumulado, mientras que los ingresos crecen +32,6%. Esta diferencia comprime ligeramente el margen bruto del 76,9% al 74,4%, una caída moderada pero perceptible que merece monitorización.

3.2.2 Margen Bruto (Gross Margin = Revenues - COGS)

Baterías ABC - Company Data

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Initial Period		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year		2022	2023	2024	2025	2026
Days		365	365	366	365	365
Type		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764
% Growth	% Growth	n.a.	9.7%	6.3%	7.6%	5.6%
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57
% Growth	% Growth	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)
% Growth	% Growth	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8
% Growth	% Growth	n.a.	–	–	–	–
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%
(-) COGS	€	(533,600)	(609,120)	(672,220)	(725,760)	(781,820)
% Growth	% Growth	n.a.	14.2%	10.4%	8.0%	7.7%
Total Gross Margin	€	1,772,400	1,920,000	2,016,940	2,168,480	2,275,944
% Gross Margin	%	76.9%	75.9%	75.0%	74.9%	74.4%

El margen bruto cae 2,5 puntos porcentuales en cinco años. Aunque sigue siendo extraordinariamente alto (es indicativo de un activo infrastructure-like con costes variables muy bajos), la tendencia de compresión es real y debe ser un foco de atención de la due diligence.

3.2.3 OPEX (Gastos operativos)

El OPEX se descompone en dos líneas:

- O&M (Operación y Mantenimiento: O&M por MW (€/MW) × MW de capacidad):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
O&M per MW	€/MW	12,000.0	12,500.0	13,000.0	13,500.0	14,000.0
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
(-) O&M	€	(120,000)	(125,000)	(130,000)	(135,000)	(140,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%

- Insurance & Land (fee por MW (€/MW) × MW de capacidad):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%
(-) Insurance & Land	€	(200,000)	(210,000)	(220,000)	(230,000)	(240,000)
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%

Total OPEX (O&M + Insurance & Land):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	
Year	2022	2023	2024	2025	2026	
Days	365	365	366	365	365	
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	
O&M per MW	€/MW	12,000.0	12,500.0	13,000.0	13,500.0	14,000.0
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
(-) O&M	€	(120,000)	(125,000)	(130,000)	(135,000)	(140,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%
(-) Insurance & Land	€	(200,000)	(210,000)	(220,000)	(230,000)	(240,000)
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%
(-) OPEX	€	(320,000)	(335,000)	(350,000)	(365,000)	(380,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%

Análisis crítico del OPEX:

La medición por MW instalado (no por MWh) es metodológicamente correcta: estos costes son fundamentalmente fijos respecto al volumen de utilización del activo. Una batería que opera 250 ciclos/año o 350 ciclos/año tiene aproximadamente el mismo coste de O&M (revisión preventiva, monitoreo SCADA, sustitución programada de filtros, etc.).

El crecimiento del 4–5% anual está ligeramente por encima de la inflación armonizada (\approx 2–3% en el periodo), reflejando la presión salarial sobre los técnicos especializados en BESS y el encarecimiento de los seguros para activos eléctricos críticos.

3.3 EBITDA (Total Gross Margin – OPEX) y márgenes (EBITDA/Revenues):

Baterías ABC - Company Data

Initial Period		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year		2022	2023	2024	2025	2026
Days		365	365	366	365	365
Type		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
Total Gross Margin	€	1,772,400	1,920,000	2,016,940	2,168,480	2,275,944
% Gross Margin	%	76.9%	75.9%	75.0%	74.9%	74.4%
O&M per MW	€/MW	12,000.0	12,500.0	13,000.0	13,500.0	14,000.0
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
(-) O&M	€	(120,000)	(125,000)	(130,000)	(135,000)	(140,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%
(-) Insurance & Land	€	(200,000)	(210,000)	(220,000)	(230,000)	(240,000)
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%
(-) OPEX	€	(320,000)	(335,000)	(350,000)	(365,000)	(380,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%
EBITDA	k€	1,452,400	1,585,000	1,666,940	1,803,480	1,895,944
% EBITDA Margin	%	63.0%	62.7%	62.0%	62.3%	62.0%

El margen EBITDA del ~62–63% es consistente con activos BESS bien dimensionados y bien gestionados:

Márgenes inferiores al 50% sugerirían infrautilización del activo o sobrecostes operativos.

Márgenes superiores al 70% indicarían contratos PPA (Power Purchase Agreement) muy ventajosos o tarifas reguladas excepcionales.

La estabilidad del margen (apenas -1 punto en cinco años) es una característica muy valorada por los inversores financieros, que buscan flujos predecibles para soportar estructuras apalancadas.

3.4 Resultado financiero y Net Income

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26
Year	2022	2023	2024	2025	2026
Days	365	365	366	365	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected
EBITDA	1,452,400	1,585,000	1,666,940	1,803,480	1,895,944
% EBITDA Margin	63.0%	62.7%	62.0%	62.3%	62.0%
(-) D&A	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)
EBIT	385,733	518,333	600,273	736,813	829,277
% EBIT Margin	16.7%	20.5%	22.3%	25.5%	27.1%
(-) Interest Expenses	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(219,960)
EBT	135,733	268,333	350,273	486,813	609,317
% EBT Margin	5.9%	10.6%	13.0%	16.8%	19.9%
(-) Taxes	(33,933)	(67,083)	(87,568)	(121,703)	(152,329)
% Effective Tax Rate	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%
Net Income	101,800	201,250	262,705	365,110	456,988
% Net Income	4.4%	8.0%	9.8%	12.6%	14.9%

Análisis del D&A:

Baterías ABC - Company Data

Initial Period		
Ending Period		
Year		
Days		
Type		
D&A		
Battery Capacity	MW	10
Hours	h	4
Price of battery pack	€/MWh	400,000.00
CAPEX	€	16,000,000
Useful life	years	15
D&A	€	1,066,667

La Depreciación y Amortización (D&A) es constante en 1.067 k€/año, lo que confirma una metodología de amortización lineal sobre una base de inmovilizado de aproximadamente 16 M€ de CAPEX (10 MW x 4 h/día x 400 k€/MWh) con una vida útil estimada de 15 años (16M / 15 ≈ 1.067 k€/año). Esta vida útil es coherente con la duración técnica esperada de un sistema BESS de Li-Ion, asumiendo:

- Programa de mantenimiento preventivo riguroso.
- Eventual cambio de celdas a mitad de vida (típicamente entre el año 7 y 10).
- Garantías del fabricante de capacidad residual (típicamente >70% al final de la vida útil).

Análisis del gasto financiero:

Baterías ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
Year	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Days	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
Type	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected

Other Relevant Information		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
BoP	€					3,000,000	2,499,000	1,998,000	1,497,000	996,000	495,000	-
(-) Repayment	€					501,000	501,000	501,000	501,000	501,000	495,000	-
EoP	€				3,000,000	2,499,000	1,998,000	1,497,000	996,000	495,000	-	-
% Repayment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Interest Expense:	€	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(219,960)	(179,880)	(139,800)	(99,720)	(59,640)	(19,800)	-
% Interest Expense	%					8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	-

El gasto se mantiene en 250 k€/año entre 2022 y 2025 y baja a 220 k€ en 2026, lo que sugiere un desapalancamiento progresivo de la deuda preexistente, como se muestra en la imagen.

Análisis del margen neto:

El margen neto mejora notablemente del 4,4% al 14,9%, multiplicándose por más de 3 en cinco años. Este apalancamiento operativo positivo se debe al efecto combinado de tres palancas:

- Crecimiento de los ingresos: +32,6% acumulado.
- D&A constante: que diluye su peso relativo sobre los ingresos del 46,3% al 34,9%.
- Reducción gradual de los intereses: del 10,8% al 7,2% del margen bruto.

4. Análisis del balance de cierre histórico (2025)

El balance histórico se presenta exclusivamente para el ejercicio 2025, ya que este año representa el último periodo cerrado antes de la adquisición del activo y, por tanto, constituye la referencia contable sobre la que se estructura la operación. A diferencia de la cuenta de resultados, donde resulta útil observar varios ejercicios para analizar la evolución de los ingresos, los costes y la rentabilidad operativa, en el caso del balance resulta suficiente partir de la situación patrimonial existente en la fecha inmediatamente anterior a la transacción.

Este balance se ha elaborado a través de asunciones que pudieran cuadrar con el caso de estudio, y esencialmente con la P&L previamente establecida, y permite identificar la posición financiera del activo en el momento de entrada del inversor: el valor neto de los activos, la deuda existente, la caja disponible y el patrimonio neto acumulado. Estas partidas son relevantes porque determinan qué elementos deben mantenerse, refinanciarse o ajustarse como consecuencia de la adquisición. En particular, la deuda previa puede ser sustituida total o parcialmente por una nueva estructura de financiación, mientras que la caja disponible debe analizarse para distinguir entre la liquidez mínima necesaria para operar el proyecto y el posible exceso de caja susceptible de utilizarse como fuente de financiación de la transacción.

A partir de esta situación de cierre se construirá posteriormente el balance pro forma de la operación apalancada. Dicho balance reflejará la posición financiera del activo una vez incorporados los efectos de la adquisición y de la nueva estructura de capital. Su elaboración y sus principales ajustes se explicarán con mayor detalle en el apartado correspondiente de la pestaña LBO Model.

Baterias ABC - Company Data

Initial Period	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25
Ending Period	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25
Year	2022	2023	2024	2025
Days	365	365	366	365
Type	Historical	Historical	Historical	Historical

Historical Closing Balance Sheet	Units				
In €					
Net PP&E	k€	-	-	-	11,733,333
Goodwill	k€	-	-	-	-
Intangibles	k€	-	-	-	1,301,167
Other	k€	-	-	-	-
Total Long-term Assets	k€	-	-	-	13,034,500
Inventories	k€	-	-	-	500,000
Receivables	k€	-	-	-	1,024,300
Cash & Equivalents	k€	-	-	-	3,008,500
Total Current Assets	k€	-	-	-	4,532,800
Total Assets	k€	-	-	-	17,567,300
Long-Term Debt	k€	-	-	-	3,000,000
Other Long-Term Liabilities	k€	-	-	-	897,600
Total Long-Term Liabilities	k€	-	-	-	3,897,600
Short-Term Debt	k€	-	-	-	-
Accounts Payables	k€	-	-	-	340,000
Pending Salaries	k€	-	-	-	40,000
Total Short-Term Liabilities	k€	-	-	-	380,000
Equity	k€	-	-	-	13,289,700
Total Liabilities + Equity	k€	-	-	-	17,567,300

4.1 Activos

Long-Term:

Net PP&E de 11.7 M€: representa el inmovilizado material principal del activo BESS, después de tres años de amortización lineal ($11,7 \approx 16,0 \text{ inicial} - 4 \times 1,067$).

Intangibles de 1,3 M€: se interpretan como derechos de conexión a red, licencias de operación, grid access rights, y eventualmente desarrollos software propietarios para la operación algorítmica del activo (bidding optimization).

Short-Term:

Inventories de 0,5 M€: corresponden a un stock limitado de repuestos y componentes críticos, como módulos de batería, protecciones eléctricas o elementos del sistema de refrigeración. Aunque el activo no requiere inventarios elevados, disponer de estos repuestos reduce el riesgo de indisponibilidad ante averías puntuales.

Receivables de 1,0 M€: representan en torno a 4 meses de ingresos (1M/3M ingresos en 2025 = 1/3 de un año = 4 meses), un periodo medio de cobro razonable dado que los contrapartes principales son operadores del sistema eléctrico (alta solvencia, bajo riesgo de impago).

Cash de 3,0 M€: posición de liquidez relativamente abultada ($\approx 1,7x$ EBITDA), parte de la cual se libera en la transacción para financiar la operación. Esta caja excedentaria es muy beneficiaria para el sponsor: reduce el equity efectivo necesario.

4.2 Pasivos y Patrimonio

Long-Term:

Long-Term Debt de 3,0 M€: deuda preexistente moderada ($\approx 1,7x$ EBITDA), inferior al apalancamiento típico de un LBO. Esto es informativamente importante porque confirma la oportunidad de re-apalancar el activo en la transacción: la compañía objetivo está

significativamente subapalancada, lo que es precisamente la situación que un sponsor financiero busca.

Other Long-Term Liabilities de 0,9 M€: típicamente provisiones de desmantelamiento, garantías a clientes, o pasivos por impuestos diferidos.

Short-Term:

Accounts Payables de 0,34 M€: recogen facturas pendientes de pago a proveedores vinculadas principalmente a mantenimiento, servicios técnicos y otros costes operativos recurrentes.

Pending Salaries de 0,04 M€: corresponden a remuneraciones devengadas y todavía no abonadas al cierre del ejercicio.

Equity implícito \approx 13,3 M€ (calculado por diferencia entre activos y pasivos)

5. Conclusiones y riesgos de la Parte I

5.1 Conclusiones parciales

El activo Baterías ABC se perfila como un negocio maduro, predecible y con márgenes atractivos:

- EBITDA de 1,90 M€ en 2026 con margen del 62%.
- Crecimiento histórico de ingresos del +7,3% CAGR.
- Disponibilidad técnica del 97%.
- Apalancamiento bajo (Net Debt (Deuda – Cash)/ EBITDA \approx 0x).

- Liquidez excedentaria (3,0 M€ de caja).

Es el perfil ideal para una operación de Leveraged Buyout que apalanque la capacidad de generación de caja para financiar tanto la adquisición como un plan de expansión orgánica posterior.

6. Punto de partida de la transacción

El análisis histórico permite establecer la situación inicial del activo antes de la adquisición. A cierre de 2025, la compañía dispone de una instalación BESS operativa de 10 MW y 40 MWh, con capacidad demostrada para generar ingresos y una estructura financiera susceptible de ser reorganizada mediante una operación apalancada.

7. Escenario base del LBO

El escenario base parte de la adquisición del 100% de la compañía en 2025, seguida de un plan de expansión progresiva hasta alcanzar 24 MW en 2032. La rentabilidad del sponsor se analiza considerando la evolución operativa del activo, su estructura de deuda y su posterior venta al final del periodo de inversión.

Parte II — LBO model: transacción, estructura y balance pro-forma

8. Visión global y filosofía del LBO Model

La pestaña LBO Model es la pieza analítica central del trabajo, y constituye un modelo completo, integrado y orientado a inversor. Su propósito es responder a la siguiente pregunta:

"¿Qué retorno (IRR (Internal Rate of Return) / TIR (Tasa Interna de Retorno) y MoIC (Multiple of Invested Capital)) obtendría un sponsor financiero —típicamente un fondo de private equity de tamaño medio especializado en infrastructure-like o transición energética— si adquiriese hoy el 100% de la compañía Baterías ABC, apalancase la operación con deuda bancaria y de fondo de deuda privada, gestionase el activo durante un periodo de tenencia de 5 a 8 años ejecutando un plan de expansión orgánica de capacidad, y finalmente lo vendiera en condiciones de mercado al final del periodo?"

Para responder a esta pregunta de manera rigurosa, el modelo debe integrar simultáneamente:

- La dimensión transaccional: estructura del precio, deuda asumida, costes de transacción, balance de apertura.
- La dimensión operativa: proyección de capacidad, energía, ingresos, costes, EBITDA, CapEx.
- La dimensión financiera: cascada de deuda, intereses, amortizaciones, cash sweep, PIK.
- La dimensión contable: triple-statement integrado (P&L, Balance, Cash Flow).
- La dimensión retornos: cálculo de TIR, MoIC, valor creado descompuesto por palancas.
- La dimensión incentivos: plan de incentivos al management (MIP).
- La dimensión analítica: tablas de sensibilidad sobre las variables críticas.

La filosofía de diseño que ha guiado la construcción del modelo es la de un sistema dinámico y autoconsistente, en el que cualquier modificación de un input —ya sea operativo (CapEx, ciclos), financiero (múltiplo de entrada, ratio de apalancamiento) o contable (tipo impositivo, política de dividendos)— se propaga automáticamente hasta las métricas de retorno, sin necesidad de retoques manuales.

Esta integridad funcional es crítica para el uso del modelo en negociación: durante una operación, el sponsor puede necesitar simular en tiempo real el impacto de modificar la oferta, cambiar los términos de la deuda, o ajustar las hipótesis operativas. Un modelo que requiera intervención manual cada vez que se modifica un input es prácticamente inservible en este contexto.

9. Hipótesis de transacción y construcción del precio

9.1 Metodología de valoración

El precio de adquisición se calcula utilizando el método clásico del EV-to-Equity bridge, ampliamente aceptado este tipo de operaciones. La metodología parte de un EBITDA representativo (típicamente normalizado o LTM — Last Twelve Months), aplica un múltiplo EV/EBITDA que refleja las condiciones de mercado y los comparables transaccionales, y desciende mediante una serie de ajustes hasta el Equity Value que efectivamente paga el sponsor.

9.2 Construcción detallada del Equity Bridge

1	Transaction Assumptions	Units
Purchase Price		
	Normalised EBITDA	€ 1,700,000
	EV/EBITDA entrance	x 12.0x
	Enterprise Value	€ 20,400,000
	(-) Long-Term Debt	€ (3,000,000)
	(-) Other Debt Liabilities	€ (897,600)
	(-) Short-Term Debt	€ -
	(+) Total Cash	€ 3,008,500
	(-) Minimum Cash	€ (500,000)
	(+) Associates	€ -
	Equity Value	€ 19,010,900
	% Controlled	% 100.0%
	Purchase Price	€ 19,010,900

9.3 Análisis crítico de cada componente del bridge

9.3.1 EBITDA Normalizado (1,7 M€)

El uso de un EBITDA normalizado ligeramente inferior al EBITDA 2025 (1,80 M€) y al EBITDA proyectado 2026 (1,90 M€) refleja una valoración prudente del sponsor. Las razones típicas para "normalizar" hacia abajo el EBITDA incluyen:

- Componentes no recurrentes que el target podría haber incluido en su EBITDA reportado (subvenciones puntuales, badwill operativo, ingresos extraordinarios).
- Conservadurismo del comprador: un sponsor profesional sistemáticamente "discute" el EBITDA para reducir el precio efectivo de adquisición.
- Ajustes contables: reclasificaciones de costes capitalizables, normalización de stock-based compensation, eliminación de costes "one-off" del management actual.

Esta práctica es estratégicamente importante: cada 100 k€ de reducción del EBITDA normalizado equivalen a 1,2 M€ menos de Enterprise Value al múltiplo de 12x.

9.3.2 Múltiplo EV/EBITDA (12,0x)

El múltiplo de 12,0x se sitúa en el rango medio-alto de comparables europeos para activos BESS de tamaño medio. Las transacciones comparables recientes incluyen:

- Mercado UK: BESS de 50–200 MW transados a 8–11x EV/EBITDA (mercado más maduro y competitivo).
- Mercado Alemania: BESS asociados a renovables a 10–13x (mercado en expansión, fuerte demanda de capacidad).
- Mercado España: BESS standalone a 11–14x (mercado emergente, primas por escasez de comparables).
- Mercado Italia: BESS contratados con Terna a 12–15x (alta visibilidad de ingresos por contratos MACSE).

La elección de 12,0x es defendible y razonable para Baterías ABC, considerando:

- Activo de pequeño tamaño (10 MW): puede merecer un descuento por ilíquido.
- Mix de ingresos diversificado (Arbitrage + Ancillary + Capacity): reduce el riesgo, justifica una prima.
- Histórico operativo sólido (97% disponibilidad): justifica una prima de calidad.
- Plan de expansión orgánica creíble: justifica una prima de crecimiento.

9.3.3 Equity Bridge — Análisis de los ajustes

El Equity Bridge registra todas las partidas habituales:

Deduce la deuda total ($3 + 0.9 = 3,9$ M€) porque, contractualmente, el sponsor asume la deuda al adquirir las acciones.

Suma la caja existente (3,0 M€) porque pertenece a la compañía y, por tanto, al accionista actual que se le paga.

Resta la caja mínima operativa (0,5 M€), asumida como colchón de liquidez necesario para garantizar el funcionamiento ordinario del activo incluso en escenarios adversos. Esta reserva permite cubrir posibles desviaciones de caja, incidencias operativas o necesidades puntuales de circulante

No añada Associates (0 €) porque la compañía no tiene participaciones financieras minoritarias en otras entidades.

El Equity Value resultante (19,01 M€) es la cifra que efectivamente recibirá el accionista actual de Baterías ABC en el momento del cierre, y que el sponsor deberá financiar mediante una combinación de equity propio y deuda.

10. Estructura de Capital y financiación

10.1 Filosofía de diseño de la Estructura de Capital

La estructura de capital de la transacción es uno de los elementos más estratégicos del LBO. Su diseño debe equilibrar cinco objetivos simultáneos:

- Maximizar el apalancamiento para minimizar el equity necesario y, por tanto, maximizar la TIR.
- Minimizar el coste financiero ponderado para preservar el cash flow operativo.
- Asegurar la flexibilidad ante imprevistos (CapEx no planeados, retrasos comerciales, shocks de mercado).
- Cumplir los covenants financieros impuestos por los prestamistas.

- Preservar la calidad crediticia (credit rating) suficiente para una eventual refinanciación intermedia.

Para Baterías ABC, el modelo diseña una estructura de capital de tres tramos complementarios que abordan estos cinco objetivos de manera diferenciada:

10.2 Estructura detallada de los tres tramos

	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
	<i>Historical</i>	<i>Historical</i>	<i>Historical</i>	<i>Historical</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>	<i>Projected</i>

Financing Assumptions										
Provider	xEBITDA	Amount	Cash	PIK	Term	Bullet	Cash Sweep	Fees	+Euribor	
Bank - RCF	0.0x	–	3.5%	–	–	No	100.0%	–	Yes	
Bank - Long-Term Loan	4.1x	7,000,000	5.5%	–	6.0	No	50.0%	2.0%	Yes	
Debt Fund	3.5x	6,000,000	10.0%	3.5%	6.0	Yes	–	3.5%	No	
Total	7.6x	13,000,000	7.6%	1.6%				2.7%		

Mandatory Payment %		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Bank - RCF	%							
Bank - Long-Term Loan	%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	–
Debt Fund	%	–	–	–	–	–	100.0%	–

10.3 Análisis cualitativo y cuantitativo de cada tramo

10.3.1 Tramo A — Revolving Credit Facility (RCF)

El RCF es una línea de liquidez committed disponible para el sponsor durante toda la vida de la operación. Sus características son:

- Importe: línea disponible (en el caso base, 0 € dispuestos en el cierre, pero con techo a definir contractualmente — típicamente 1,0–2,0 M€).
- Coste: 3,5% sobre saldo dispuesto + Euribor + commitment fee (~0,3-0,5% sobre la parte no dispuesta).
- Cash sweep del 100%: cualquier exceso de caja se aplica primero a cancelar el RCF, lo que minimiza el coste financiero ocioso.

- Función estratégica: actúa como colchón de liquidez para cubrir necesidades puntuales de circulante, retrasos en cobros, o picos de CapEx no previstos.

Es un instrumento defensivo y barato, característico de cualquier estructura LBO bien diseñada. Su existencia transmite a los demás prestamistas (LTL y Debt Fund) que la compañía tiene flexibilidad ante imprevistos, lo que reduce el riesgo de default y permite negociar mejores condiciones en los demás tramos.

10.3.2 Tramo B — Bank Long-Term Loan (LTL)

El LTL es el tramo principal del apalancamiento bancario y cumple las siguientes características:

- Importe: 7,0 M€ (4,1x EBITDA), una cifra ambiciosa pero alcanzable para un activo infrastructure-like con cash flows predecibles y márgenes EBITDA del 60%+.
- Coste: 5,5% + Euribor ($\approx 7,5-8\%$ all-in al Euribor actual). Es el tramo más barato de la estructura.
- Plazo: 6 años con amortización lineal (16,67% anual = 1.166.667 €/año).
- Cash sweep del 50%: complementa la amortización obligatoria, acelerando el desapalancamiento si la generación de caja es superior a la prevista. El otro 50% del exceso de caja se retiene para flexibilidad del sponsor.
- Upfront fee: 2,0% sobre el principal = 140.000 €.
- Covenants típicos esperados: $\text{Net Debt/EBITDA} \leq 6,0x$, $\text{Interest Coverage Ratio} \geq 2,0x$, restricciones a dividendos hasta cumplir un equity sweep test.

10.3.3 Tramo C — Debt Fund

El Debt Fund es el tramo junior, subordinado y más caro de la estructura, aportado típicamente por un fondo de deuda privada (private debt). Sus características son:

- Importe: 6,0 M€ (3,5x EBITDA).
- Coste: 10% cupón cash + 3,5% PIK (Payment-in-Kind) = 13,5% TIR efectiva para el fondo. Es un coste muy alto, pero comparable a los retornos esperados de fondos de deuda privada europeos.
- Plazo: 6 años, estructura bullet (devolución íntegra del principal en 2031).
- Sin cash sweep: el sponsor no puede pre-pagar este tramo, lo que protege el retorno del fondo.
- Upfront fee: 3,5% sobre el principal = 210.000 €.

La función del Debt Fund es complementar el apalancamiento bancario hasta alcanzar el ratio total objetivo de 7,6x. Sin este tramo, el LBO tendría que limitarse a 4,1x (solo LTL) y requeriría aproximadamente 5,5 M€ adicionales de equity, lo que reduciría drásticamente el ROE del sponsor.

10.3.4 El mecanismo PIK — Análisis profundo

El Payment-in-Kind (PIK) del 3,5% es un elemento técnico que merece atención especial. En lugar de pagar este interés en cash anualmente, se capitaliza al principal de la deuda, generando un efecto de bola de nieve compuesto.

La progresión del principal del Debt Fund (extraída del modelo) es:

Baterías		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
Debt Fund	Units												
FCDS - Debt Fund	kt						(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BaP	kt						6,000,000	6,200,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,110	1,855,532
(-) Mandatory Payment	kt						-	-	-	-	-	-	(6,000,000)
(-) Voluntary - Cash Sweep	kt						-	-	-	-	-	-	-
(-) FR - Accrual	kt						210,000	217,950	224,957	232,011	240,590	24,614	49,794
Exp	kt						210,000	217,950	224,957	232,011	240,590	24,614	49,794
Cash Rate	%						0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Interest Expense	kt						(610,500)	(631,868)	(653,383)	(676,872)	(700,563)	(414,582)	(118,593)
Mandatory Schedule													
Payment per Year	%						-	-	-	-	-	100.0%	-
Cash Sweep	%						-	-	-	-	-	-	-

Se calcula sumando el PIK a la deuda al inicio del periodo, ya que lo que hace es aumentar esta, de forma que no se pagan estos intereses, si no que se acumulan.

El cómputo geométrico: $6,0 \times 1,035^6 = 7,38$ M€, lo que representa un +23% sobre el principal nominal. Este es el "coste oculto" del PIK que el sponsor está aceptando a cambio de mejorar la liquidez de los primeros años.

10.4 Apalancamiento total y comparación con benchmarks

El ratio Total Debt / EBITDA = 7,6x es agresivo para un activo industrial puro pero defendible dada la naturaleza infrastructure-like del BESS. Algunas referencias de mercado:

- LBOs corporativos europeos típicos: 5x–6,5x EBITDA.
- LBOs de infraestructuras energéticas: 6x–8x EBITDA.
- LBOs de utilities con contratos regulados: 8x–10x EBITDA.

Baterías ABC se sitúa en el rango alto, lo que tiene implicaciones importantes:

- Mejora el ROE/TIR potencial del sponsor (apalancamiento positivo).
- Reduce el margen de error operativo: cualquier shock en EBITDA tiene efectos amplificados sobre el equity.

- Limita la capacidad de absorber CapEx adicional: el plan de expansión consume gran parte del cash flow disponible.

El coste financiero ponderado es:

$$\text{Cost of Debt} = (7/13 \times 6,5\%) + (6/13 \times 13,5\%) = 3,5\% + 6,23\% = 9,73\% \text{ all-in (cash + PIK)}$$

Y el Service Coverage Ratio en el primer año proyectado (2026):

$$\text{ICR} = \text{EBITDA} / \text{Intereses} = 1.896 / 1.036 = 1,83x$$

Este ratio se sitúa ligeramente por debajo del covenant típico bancario de 2,0x, lo que indica que el modelo opera con poco margen de holgura en el primer año. Es una señal de alerta que se verá reflejada en los análisis de sensibilidad y que requiere monitorización cuidadosa.

11. Sources & Uses

11.1 Cuadro completo

El cuadro de orígenes y aplicaciones de fondos cierra la operación con un volumen total de 23.870.500 €:

Sources & Uses							
Sources				Uses			
	Total	% Total	xEBITDA		Total	% Total	xEBITDA
Sponsor Equity	8,362,000	35.0%	4.9x	Purchase Price	19,010,900	79.6%	11.2x
Bank - RCF	-	-	0.0x	Debt Refinancing	3,897,600	16.3%	2.3x
Bank - Long-Term Loan	7,000,000	29.3%	4.1x	Transaction Cost	612,000	2.6%	0.4x
Debt Fund	6,000,000	25.1%	3.5x	Financing Cost	350,000	1.5%	0.2x
Cash Excess	2,508,500	10.5%	1.5x				
Total Sources	23,870,500	100%	14.0x	Total Uses	23,870,500	100%	14.0x

11.2 Análisis de cada componente

Sources:

Sponsor Equity (8,36 M€): representa el capital que el fondo de PE aporta efectivamente. El ratio Equity / Total Sources del 35% se sitúa en el rango habitual de los LBO contemporáneos europeos, donde los sponsors han ido moderando el apalancamiento desde los niveles del 20–25% prevalentes en la década de 2010 (cuando los costes de la deuda eran sustancialmente menores).

Deuda: los tres tipos de deuda ya comentados, que representan en torno a un 55% del total.

Cash Excess (2,51 M€): es la diferencia entre la caja del balance de la target (3,01 M€) y la caja mínima retenida (0,50 M€). Es liquidez de la propia compañía objetivo que se utiliza para financiar parte de la operación, una técnica conocida como "self-financing" que reduce el equity necesario del sponsor en 2,5 M€ — una optimización significativa.

Uses:

Precio de Compra: comentado anteriormente, calculado a partir del Enterprise Value-to-Equity Bridge, representa un 80% del total, en línea con lo común.

Refinanciación de Deuda: repago de la deuda que tenía la empresa antes de ser adquirida, representa en torno a un 16% del total.

Costes de transacción (612 k€): calculados como 2,0% (asesores M&A) + 1,0% (asesores legales) sobre el Enterprise Value de 20,4 M€. Están en línea con benchmarks de mercado para operaciones de tamaño medio: típicamente 1–3% para asesores M&A y 0,5–1,5% para asesores legales.

Costes de financiación (350 k€): son la suma ponderada de los upfront fees de cada tramo:

- LTL: $7,0 \text{ M€} \times 2,0\% = 140 \text{ k€}$

- Debt Fund: $6,0 \text{ M€} \times 3,5\% = 210 \text{ k€}$

Total = 350 k€

11.3 Verificación del cuadro

La cuadratura Sources = Uses (23,87 M€) valida la integridad de la estructura. Cualquier discrepancia entre los dos lados del cuadro indicaría un error en los inputs y comprometería la validez de toda la operación.

12. Balance pro-forma de apertura

12.1 Estructura del balance pro-forma

El balance pro-forma materializa contablemente todos los asientos de la transacción en el momento exacto del closing. Su estructura clásica es de cuatro columnas:

Pro-Forma Balance Sheet		Units			
		Pre.	Debit	Credit	Post.
Net PP&E	kl	11,733,333			11,733,333
Goodwill	kl	-	5,721,200		5,721,200
Intangibles	kl	1,301,167			1,301,167
Other	kl	-			-
Total Long-term Assets	kl	13,034,500			18,755,700
Inventories	kl	500,000			500,000
Receivables	kl	1,024,300			1,024,300
Cash & Equivalents	kl	3,008,500		(2,508,500)	500,000
Total Current Assets	kl	4,532,800			2,024,300
Total Assets	kl	17,567,300			20,780,000
Bank - Long-Term Loan	kl	-		7,000,000	7,000,000
Debt Fund	kl	-		6,000,000	6,000,000
Long-Term Debt	kl	3,000,000	(3,000,000)		-
Other Long-Term Liabilities	kl	897,600	(897,600)		-
Total Long-Term Liabilities	kl	3,897,600			13,000,000
Bank - RCF	kl	-			-
Short-Term Debt	kl	-			-
Accounts Payables	kl	340,000			340,000
Pending Salaries	kl	40,000			40,000
Total Short-Term Liabilities	kl	380,000			380,000
Equity	kl	13,289,700	(14,251,700)	8,362,000	7,400,000
Total Liabilities + Equity	kl	17,567,300			20,780,000

El balance pro-forma refleja la situación financiera del activo en el momento inmediatamente posterior a la adquisición, una vez incorporados los efectos de la transacción y de la nueva estructura de financiación. En este caso, se construye para el ejercicio 2025, ya que es el año en el que se realiza la compra apalancada. A partir de este nuevo balance de partida se proyectarán los balances de los ejercicios posteriores, incorporando la evolución esperada de los activos, la deuda, la caja y el patrimonio neto durante el periodo de inversión.

12.2 Análisis detallado de los principales asientos

12.2.1 Cálculo del Goodwill (5,72 M€)

El goodwill surge como diferencia entre el precio pagado por el equity y el valor en libros del patrimonio neto que se adquiere:

Goodwill	
Purchase Price (100%)	19,010,900
(-) Book Value	(13,289,700)
Goodwill	5,721,200

Goodwill = Purchase Price – Equity en libros (Book Value) = 19.010.900 – 13.289.700 = 5.721.200 €

Este goodwill se mantiene constante en el balance proyectado, lo cual es contablemente correcto bajo NIIF: el goodwill no se amortiza, sino que se somete anualmente a un test de deterioro (impairment test). Si en algún momento el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo es inferior al valor en libros (incluyendo goodwill), se reconocería un deterioro contra resultados.

12.2.2 Reducción de la posición de tesorería

La caja se reduce de 3,0 M€ a 500 k€ (caja mínima operativa), liberando 2,5 M€ que se utilizan para financiar la operación. Este es el "self-financing" mencionado en el cuadro de Sources & Uses.

12.2.3 Refinanciación de la deuda preexistente

La deuda preexistente (3,0 M€ de LTD + 0,9 M€ de Other LT Liabilities) se cancela íntegramente y se sustituye por la nueva estructura LBO:

- LTL nuevo: 7,0 M€
- Debt Fund: 6,0 M€

Total deuda nueva: 13,0 M€

El incremento neto de deuda es de $13,0 - 3,9 = 9,1$ M€, que aumentan el apalancamiento de 2,2x a 7,6x EBITDA — una transformación radical de la estructura financiera.

12.2.4 Equity post-transacción (7,4 M€)

El equity post-transacción se calcula como:

Equity post = Equity preexistente – Equity preexistente eliminado + Sponsor Equity – Costes de transacción y financiación capitalizados = $13.289.700 - 13.289.700 + 8.362.000 - 962.000 = 7.400.000$ €

Es decir, del Sponsor Equity aportado (8,36 M€), 962 k€ se "consumen" como costes (transacción 612 k€ + financiación 350 k€), y solo 7,40 M€ aparecen como equity contable

en el balance post-transacción. Esta diferencia es importante para la medición del ROE contable vs. el MoIC del sponsor.

12.3 Cuadre del balance

El balance post-transacción cuadra: $\text{Total Activo} = \text{Total Pasivo} + \text{Equity} = 20.780.000 \text{ €}$, validando la integridad de los asientos.

Parte III — LBO model: proyección operativa integral

13. Proyección de drivers operativos durante el periodo de tenencia

13.1 Plan de expansión de capacidad

El elemento más distintivo de la proyección operativa del LBO Model es el ambicioso plan de expansión de capacidad durante el periodo de tenencia del sponsor:

Baterías
LBO Model

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Additional Schedules	Units											
Revenues	Units											
BoP Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22
(+) Net Adds	MW		-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24

La estrategia consiste en duplicar la capacidad instalada (de 10 MW a 24 MW) en seis años, a través de seis ampliaciones consecutivas entre 2027 y 2032. Es una estrategia de crecimiento orgánico agresiva con varias implicaciones críticas:

Implicación 1 — Requerimiento de CapEx: cada MW adicional requiere aproximadamente 800 k€–1,2 M€ de inversión, lo que totaliza 11–17 M€ de CapEx acumulado durante el periodo. Como veremos en la sección de cash flow, el modelo proyecta efectivamente 17,8 M€ de CapEx acumulado entre 2027 y 2032.

Implicación 2 — Riesgo de ejecución: la expansión requiere:

- Acceso a celdas de batería en un mercado tensionado por la demanda de vehículos eléctricos (riesgo de aprovisionamiento).
- Contratación EPC competente y con garantías de plazo y rendimiento.
- Gestión regulatoria de los nuevos puntos de conexión a red (permisos, autorizaciones).
- Mantenimiento de la calidad operativa durante la fase de expansión, sin que el equipo de O&M se vea desbordado.

Implicación 3 — Apalancamiento operativo: si la expansión se ejecuta con éxito, el sponsor capitaliza el crecimiento del EBITDA sobre una base de capital fijo (en términos de equity). Si fracasa o se retrasa, el cash flow disminuye y el servicio de la deuda se complica significativamente.

13.2 Drivers operativos complementarios

Baterías		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
LBO Model		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Additional Schedules		Units										
Revenues		Units										
BoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
(+) Net Adds	MW	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2	2
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Cycles/year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115

Análisis de los drivers proyectados:

Las horas se mantienen constantes en 4: la nueva capacidad replica la configuración técnica del activo existente.

Los ciclos alcanzan un techo de 330 en 2029–2030 y luego decrecen: reflejan la gestión técnica de la degradación de las celdas (más ciclos = más desgaste, por lo que se modera para preservar vida útil). Es una hipótesis prudente.

La disponibilidad alcanza un máximo del 97,5% en 2027–2028 y luego se modera hasta 95,5% en 2032, reflejando dos fenómenos:

- Envejecimiento del activo original (instalado en 2022).
- Período de ramp-up de las nuevas instalaciones (que típicamente operan a menor disponibilidad durante los primeros 12-18 meses).

La energía descargada se multiplica por 2,4x durante el periodo de tenencia (de 11.520 a 28.115 MWh), un crecimiento que justifica plenamente la valoración de salida y la creación de valor para el sponsor.

14. Proyección de la cuenta de resultados

14.1 Cascada de ingresos detallada

14.1.1 Arbitrage Revenues

Baterías		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
TBO Model		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Electricity Sale	€/MWh	55	60	58	63	63	62	60	58	57	55	54
Arbitrage Revenues	€	506,000	609,120	639,160	714,240	757,764	889,824	1,102,725	1,262,474	1,379,525	1,441,440	1,518,221

Análisis del Electricity Sale: decrece progresivamente de 63 a 54 €/MWh (−14% acumulado), reflejando una hipótesis prudente: a medida que se instala más capacidad de almacenamiento en el sistema eléctrico europeo, los spreads horarios tienden a comprimirse (más oferta de flexibilidad → menor escasez → menor spread). Esta es una hipótesis macroeconómica razonable, aunque podría ser excesivamente prudente si la transición energética se acelera más de lo previsto.

A pesar de la caída del precio unitario, los ingresos por arbitraje se duplican en valor absoluto gracias al efecto volumen (más MWh descargados por la mayor capacidad). Es un buen ejemplo del apalancamiento operativo: el efecto volumen domina al efecto precio.

14.1.2 Ancillary Revenues

Baterías		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
LBO Model		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Ancillary	€/MW	150,000	160,000	170,000	180,000	190,000	200,000	205,000	205,000	200,000	195,000	190,000
Ancillary Revenues	€	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000	2,300,000	2,972,500	3,485,000	3,800,000	4,095,000	4,370,000

El precio unitario Ancillary sigue una curva de Gauss: sube hasta 205 €/MW en 2028–2029 y luego decrece. Es coherente con la dinámica esperada del mercado de servicios complementarios europeo, donde la creciente penetración de almacenamiento debería ir comprimiendo las tarifas.

14.1.3 Capacity Revenues

Baterías		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
LBO Model		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Capacity	€/MW	30,000	32,000	35,000	38,000	40,000	42,000	45,000	45,000	44,000	43,000	42,000
Capacity Revenues	€	300,000	320,000	350,000	380,000	400,000	483,000	652,500	765,000	836,000	903,000	966,000

Misma dinámica que el Ancillary: pico en 2028–2029 y compresión posterior.

14.1.4 Total Revenues

Baterías		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
LBO Model		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Additional Schedules	Units											
Revenues	Units											
BOP Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22
(+) Net Adds	MW		-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Cycles/year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115
Electricity Sale	€/MWh	55	60	58	62	63	62	60	58	57	55	54
Arbitrage Revenues	€	506,000	609,120	639,160	714,240	757,764	889,824	1,102,725	1,262,474	1,379,525	1,441,440	1,518,221
Ancillary	€/MW	150,000	160,000	170,000	180,000	190,000	200,000	205,000	205,000	200,000	195,000	190,000
Ancillary Revenues	€	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000	2,300,000	2,972,500	3,485,000	3,800,000	4,095,000	4,370,000
Capacity	€/MW	30,000	32,000	35,000	38,000	40,000	42,000	45,000	45,000	44,000	43,000	42,000
Capacity Revenues	€	300,000	320,000	350,000	380,000	400,000	483,000	652,500	765,000	836,000	903,000	966,000
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,225	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221

Los ingresos pasan de 3,06 M€ a 6,85 M€, multiplicándose por 2,24x en 7 años (CAGR 2026–2032 = +12,2%). El mayor salto se produce en 2028 (+28,7%), coincidiendo con la

entrada en operación de los primeros 6 MW adicionales (3+3 MW en 2027 y 2028) en su año completo de actividad.

14.2 Cascada de costes detallada

14.2.1 Electricity Cost

Baterías		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
COGS	Units												
Bop Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	
(+) Net Adds	MW	-	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2	
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24	
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Cycles/year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320	
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%	
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115	
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	
Electricity Cost	€	460,000	527,904	584,060	633,600	685,596	832,416	1,084,346	1,306,008	1,476,334	1,624,896	1,771,258	

14.2.2 Grid Cost

Baterías		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
COGS	Units												
Bop Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	
(+) Net Adds	MW	-	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2	
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24	
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Cycles/year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320	
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%	
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115	
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	
Electricity Cost	€	460,000	527,904	584,060	633,600	685,596	832,416	1,084,346	1,306,008	1,476,334	1,624,896	1,771,258	
Grid Fees	€/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.2	8.5	8.7	9.0	9.2	9.5	
Grid Cost	€	73,600	81,216	88,160	92,160	96,224	117,686	156,219	189,371	217,820	241,114	267,094	

Los Grid Fees suben de 8 a 10 €/MWh durante el periodo proyectado (+25%), reflejando una hipótesis más realista que el supuesto histórico de constancia. Este endurecimiento es coherente con la presión regulatoria europea sobre la financiación de las redes de transporte y distribución.

14.2.3 Total COGS

Baterias		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
COGS	Units												
BoP Capacity	MW	-	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	
(+) Net Adds	MW	-	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2	
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24	
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Cycles/year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320	
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%	
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115	
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	
Electricity Cost	€	460,000	527,904	584,060	633,600	685,596	832,416	1,084,346	1,306,008	1,476,334	1,624,896	1,771,258	
Grid Fees	€/MWh	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.5	8.2	8.7	9.0	9.2	9.5	
Grid Cost	€	73,600	81,216	88,160	92,160	96,224	117,686	156,219	189,371	217,820	241,114	267,094	
COGS	€	533,600	609,120	672,220	725,760	781,820	950,102	1,240,566	1,495,379	1,694,154	1,866,010	2,038,352	

14.2.4 Gross Margin

Baterias		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
Income Statement	Units												
Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24	
% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-	30.0%	23.1%	12.5%	11.1%	10.0%	9.1%	
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cycles / year	#	250	270	290	300	310	320	325	330	330	325	320	
% Growth	% Growth	n.a.	8.0%	7.4%	2.4%	2.2%	2.2%	1.6%	1.5%	-	(1.5%)	(1.5%)	
Availability	%	92.0%	94.0%	95.0%	96.0%	97.0%	97.5%	97.5%	97.0%	96.5%	96.0%	95.5%	
% Growth	% Growth	n.a.	2.2%	1.1%	1.1%	1.0%	0.5%	-	(0.5%)	(0.5%)	(0.5%)	(0.5%)	
Energy Discharged	MWh	9,200	10,152	11,020	11,520	12,028	14,352	18,379	21,767	24,202	26,208	28,115	
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%	19.3%	28.1%	18.4%	11.2%	8.3%	7.3%	
Electricity Sale	€/MWh	55	60	58	62	63	60	60	58	57	55	54	
% Growth	% Growth	n.a.	9.1%	(2.3%)	6.9%	1.6%	(1.6%)	(2.3%)	(2.3%)	(1.2%)	(2.5%)	(1.8%)	
Arbitrage Revenues	€	506,000	609,120	639,160	714,240	757,764	889,824	1,102,725	1,262,474	1,379,525	1,441,440	1,518,221	
% Growth	% Growth	n.a.	20.4%	4.9%	11.7%	6.1%	17.4%	23.0%	14.5%	7.3%	4.5%	5.3%	
Ancillary	€/MWh	150,000	160,000	170,000	180,000	190,000	200,000	205,000	205,000	200,000	195,000	190,000	
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%	5.3%	2.5%	-	(2.4%)	(2.5%)	(2.6%)	
Ancillary Revenues	€	1,500,000	1,600,000	1,700,000	1,800,000	1,900,000	2,300,000	2,972,500	3,485,000	3,800,000	4,095,000	4,370,000	
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%	21.1%	29.2%	17.3%	9.0%	7.0%	6.7%	
Capacity	€/MWh	30,000	32,000	35,000	38,000	40,000	42,000	45,000	45,000	44,000	43,000	42,000	
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%	5.0%	7.1%	-	(2.2%)	(2.3%)	(2.3%)	
Capacity Revenues	€	300,000	320,000	350,000	380,000	400,000	483,000	652,500	765,000	836,000	903,000	966,000	
% Growth	% Growth	n.a.	6.7%	9.4%	8.6%	5.3%	20.8%	32.1%	17.4%	9.0%	8.0%	7.0%	
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,669,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221	
% Growth	% Growth	n.a.	9.7%	6.3%	7.6%	5.6%	20.1%	28.7%	16.6%	9.3%	7.0%	6.4%	
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63	
% Growth	% Growth	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%	1.8%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%	

Baterias		LBO Model											
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)	(832,416)	(1,084,346)	(1,306,008)	(1,476,334)	(1,624,896)	(1,771,258)	
% Growth	% Growth	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%	21.4%	30.3%	20.4%	13.0%	10.1%	9.0%	
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10	
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%	22.3%	32.7%	21.2%	15.0%	10.7%	10.8%	
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)	(117,686)	(156,219)	(189,371)	(217,820)	(241,114)	(267,094)	
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%	22.3%	32.7%	21.2%	15.0%	10.7%	10.8%	
(-) COGS	€	(533,600)	(609,120)	(672,220)	(725,760)	(781,820)	(950,102)	(1,240,566)	(1,495,379)	(1,694,154)	(1,866,010)	(2,038,352)	
% Growth	% Growth	n.a.	14.2%	10.4%	8.0%	7.7%	21.5%	30.6%	20.3%	13.3%	10.1%	9.2%	
Total Gross Profit	€	1,772,400	1,920,000	2,016,940	2,168,480	2,275,944	2,722,722	3,487,159	4,017,095	4,321,371	4,573,430	4,815,869	
% Gross Margin	%	76.9%	75.9%	75.0%	74.9%	74.4%	74.1%	73.8%	72.9%	71.8%	71.0%	70.3%	

El margen bruto decrece del 74,4% al 70,3% (-4,1 puntos), continuando la tendencia histórica de compresión moderada.

14.2.5 OPEX

Baterías

LBO Model

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
OPEX	Units											
BOP Capacity	MW	10	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22
(+) Net Adds	MW	-	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
EOP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
O&M per MW	€/MW	12,000	12,500	13,000	13,500	14,000	14,500	15,000	15,500	16,000	16,500	17,000
O&M	€	120,000	125,000	130,000	135,000	140,000	166,750	217,500	263,500	304,000	346,500	391,000
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000	26,000	27,000	28,000	29,000	30,000
Insurance & Land	€	200,000	210,000	220,000	230,000	240,000	287,500	377,000	459,000	532,000	609,000	690,000
OPEX	€	320,000	335,000	350,000	365,000	380,000	454,250	594,500	722,500	836,000	955,500	1,081,000

El OPEX casi se triplica (de 380 k€ a 1.081 k€), reflejando dos efectos:

- Efecto inflación: los costes unitarios suben moderadamente (\approx 3-4% anual).
- Efecto capacidad: con más MW instalados, el OPEX absoluto crece proporcionalmente.

14.3 EBITDA y márgenes

Baterías

LBO Model

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221
% Growth	% Growth	n.a.	9.7%	6.3%	7.6%	5.6%	20.1%	28.7%	16.6%	9.1%	7.0%	6.4%
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63
% Growth	% Growth	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%	1.8%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)	(832,416)	(1,084,346)	(1,306,008)	(1,476,334)	(1,624,896)	(1,771,258)
% Growth	% Growth	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%	21.4%	30.3%	20.4%	13.0%	10.1%	8.0%
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10
% Growth	% Growth	n.a.	-	-	-	-	2.5%	3.7%	2.4%	3.4%	2.2%	3.3%
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)	(117,686)	(156,219)	(189,371)	(217,820)	(241,114)	(267,094)
% Growth	% Growth	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%	22.2%	22.7%	21.3%	15.0%	10.7%	10.8%
(-) COGS	€	(533,600)	(609,120)	(672,220)	(725,760)	(781,820)	(950,102)	(1,240,566)	(1,495,379)	(1,694,154)	(1,866,010)	(2,038,352)
% Growth	% Growth	n.a.	14.2%	10.4%	8.0%	7.7%	21.5%	30.6%	20.5%	13.3%	10.1%	9.2%
Total Gross Profit	€	1,772,400	1,920,000	2,016,940	2,168,480	2,275,944	2,722,722	3,487,159	4,017,095	4,321,371	4,573,430	4,815,869
% Gross Margin	%	76.9%	75.9%	75.0%	74.9%	74.4%	74.1%	72.8%	72.9%	71.8%	71.0%	70.3%
O&M per MW	€/MW	12,000	12,500	13,000	13,500	14,000	14,500	15,000	15,500	16,000	16,500	17,000
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%	3.3%	3.2%	3.1%	3.0%
(-) O&M	€	(120,000)	(125,000)	(130,000)	(135,000)	(140,000)	(166,750)	(217,500)	(263,500)	(304,000)	(346,500)	(391,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	19.1%	30.4%	21.1%	15.4%	14.0%	12.8%
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000	26,000	27,000	28,000	29,000	30,000
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%
(-) Insurance & Land	€	(200,000)	(210,000)	(220,000)	(230,000)	(240,000)	(287,500)	(377,000)	(459,000)	(532,000)	(609,000)	(690,000)
% Growth	% Growth	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%	19.8%	31.1%	21.8%	15.9%	14.5%	13.3%
(-) OPEX	€	(320,000)	(335,000)	(350,000)	(365,000)	(380,000)	(454,250)	(594,500)	(722,500)	(836,000)	(955,500)	(1,081,000)
% Growth	% Growth	n.a.	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%	19.9%	30.9%	21.3%	15.7%	14.3%	13.1%
EBITDA	k€	1,452,400	1,585,000	1,666,940	1,803,480	1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
% EBITDA Margin	%	63.0%	62.7%	62.0%	62.3%	62.0%	61.8%	61.2%	59.8%	57.9%	56.2%	54.5%

14.4 D&A, Intereses e Impuestos

14.4.1 D&A

El cálculo del D&A parte directamente de las inversiones realizadas en el activo. En primer lugar, se estima el CapEx asociado tanto a la capacidad inicial instalada como a las ampliaciones previstas durante el periodo de proyección. Para cada incorporación de capacidad, la inversión se calcula a partir de tres variables: la potencia añadida, la duración del sistema y el precio estimado del battery pack por unidad de energía.

En el caso inicial, la instalación cuenta con una capacidad de 10 MW y una duración de 4 horas, lo que supone una capacidad energética de 40 MWh. Aplicando un coste de 400.000 €/MWh, el CapEx inicial asciende a 16,0 M€. Posteriormente, se incorporan ampliaciones progresivas de capacidad a partir de 2027, utilizando una evolución decreciente del precio del battery pack en línea con la mejora tecnológica y la mayor madurez esperada del mercado.

		Jan-22 Dec-22	Jan-23 Dec-23	Jan-24 Dec-24	Jan-25 Dec-25	Jan-26 Dec-26	Jan-27 Dec-27	Jan-28 Dec-28	Jan-29 Dec-29	Jan-30 Dec-30	Jan-31 Dec-31	Jan-32 Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
CapEx, D&A and PP&E		Units										
CapEx		Units										
BoP Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22
(+) Net Adds	MW		-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
EoP Capacity	MW	10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
Net Add Battery Capacity	MW	10	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
Hours	h	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Price of battery pack	€/MWh	400,000.00	350,000	380,000	370,000	360,000	350,000	340,000	330,000	320,000	310,000	300,000
CAPEX	€	16,000,000	-	-	-	-	4,080,000	3,960,000	2,560,000	2,480,000	2,400,000	2,320,000

A partir de estas inversiones se calcula el D&A mediante amortización lineal. Cada bloque de CapEx se amortiza de forma independiente durante una vida útil estimada de 15 años. De esta forma, la inversión inicial genera una amortización anual de aproximadamente 1,07 M€, mientras que las ampliaciones futuras incorporan nuevas capas de amortización desde el año en que entran en operación. Este enfoque permite reflejar correctamente que cada inversión tiene su propio calendario de depreciación.

			Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
			Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
			365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
			Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
D&A														
Units														
Year	New Net Capex	Useful Life	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
2021	16,000,000	15	-	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667
2022	-	15	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	15	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-
2027	4,080,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000
2028	3,960,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	264,000	264,000	264,000	264,000	264,000	264,000
2029	2,560,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	170,667	170,667	170,667	170,667	170,667
2030	2,480,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	165,333	165,333	165,333	165,333
2031	2,400,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	160,000	160,000	160,000
2032	2,320,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	154,667	154,667
D&A			-	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,338,667	1,602,667	1,773,333	1,938,667	2,098,667	2,253,333

Finalmente, el PP&E evoluciona a partir del saldo inicial, las nuevas inversiones y la amortización acumulada de cada ejercicio. La relación utilizada es la siguiente:

Baterías														
LBO Model														
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32		
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32		
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366		
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected		
PP&E														
Units														
BoP PP&E	€	-	16,000,000	14,933,333	13,866,667	12,800,000	11,733,333	10,666,667	13,408,000	15,765,333	16,552,000	17,093,333	17,394,667	
(+) CapEx	€	16,000,000	-	-	-	-	-	-	4,080,000	3,960,000	2,560,000	2,480,000	2,400,000	
(-) D&A	€	-	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,338,667)	(1,602,667)	(1,773,333)	(1,938,667)	(2,098,667)	(2,253,333)	
EoP PP&E	€	16,000,000	14,933,333	13,866,667	12,800,000	11,733,333	10,666,667	13,408,000	15,765,333	16,552,000	17,093,333	17,394,667	17,461,333	

Así, el valor neto del inmovilizado disminuye durante los primeros años por efecto de la amortización del activo inicial, pero vuelve a aumentar a partir de 2027 como consecuencia de las ampliaciones de capacidad previstas. Esta evolución permite trasladar de forma coherente las decisiones de inversión al balance y a la cuenta de resultados proyectada.

14.4.2 Intereses

Los gastos financieros incluidos en la cuenta de resultados se calculan como la suma de los intereses pagados en efectivo (cash interest) y los intereses PIK (Payment in Kind). Aunque estos últimos no generan una salida de caja en el ejercicio en el que se devengan, deben reconocerse contablemente como gasto financiero, ya que incrementan el saldo de la deuda pendiente.

IT:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF	€K											
Term Loan	€K					-	-	-	-	-	-	-
Debt Fund	€K					210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	40,794
PIK Interest	€K					210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	40,794

IT:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF	€K					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)
Term Loan	€K					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Debt Fund	€K					(610,500)	(631,868)	(653,083)	(676,872)	(700,563)	(414,552)	(118,593)
Cash Interest	€K					(1,035,748)	(1,085,793)	(1,214,351)	(1,292,109)	(1,321,324)	(1,160,140)	(985,023)

La diferencia entre ambos conceptos aparece posteriormente en el estado de flujos de caja. Mientras que los intereses pagados en efectivo reducen directamente la caja disponible, los intereses PIK se añaden de nuevo al flujo de caja por tratarse de un gasto contable sin impacto inmediato en tesorería. No obstante, estos intereses no desaparecen, sino que se capitalizan y aumentan la deuda financiera que deberá repagarse en ejercicios posteriores:

IT:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
(-) Interest Expenses - RCF	€K					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)
(-) Interest Expenses - LTL	€K					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
(-) Interest Expenses - Debt Fund	€K					(820,500)	(849,218)	(878,940)	(909,703)	(941,543)	(453,997)	(159,386)
(-) Interest Expenses	€K					(1,245,748)	(1,303,143)	(1,439,308)	(1,524,940)	(1,562,304)	(1,199,554)	(1,025,817)

14.4.3 Impuestos

El gasto por impuestos se calcula aplicando una tasa efectiva del 25% sobre el resultado antes de impuestos (EBT), en línea con el tipo general del Impuesto sobre Sociedades en España.

IT:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
(-) Taxes	€K					(33,933)	(67,083)	(87,568)	(121,703)	-	-	-
% Effective Tax Rate	%					25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%

Durante los ejercicios en los que el resultado antes de impuestos es negativo, no se registra pago de impuestos, ya que no existe una base imponible positiva sobre la que aplicar el gravamen. Por este motivo, entre 2026 y 2030 la línea de impuestos permanece en cero. A

partir de 2031, cuando el proyecto vuelve a generar beneficios antes de impuestos, se reanuda el reconocimiento del gasto fiscal.

El modelo adopta así una aproximación conservadora, sin incorporar de forma explícita la posible compensación futura de bases imponibles negativas acumuladas en ejercicios anteriores.

14.5 EBIT, EBT y Net Income

14.5.1 EBIT

El EBIT se obtiene restando al EBITDA el gasto anual por amortización y depreciación (D&A):

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
EBITDA	€C	1,452,400	1,585,000	1,666,940	1,803,480	1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,866
% EBITDA Margin	%	63.0%	62.7%	62.0%	62.3%	62.0%	61.8%	61.2%	59.8%	57.9%	56.2%	54.5%
(-) D&A	€C	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,338,667)	(1,602,667)	(1,773,333)	(1,938,667)	(2,098,667)	(2,253,333)
EBIT	€C	385,733	518,333	600,273	736,813	829,277	929,805	1,289,993	1,521,262	1,546,705	1,519,264	1,481,533
% EBIT Margin	%	26.7%	32.5%	35.3%	35.9%	37.1%	33.3%	37.3%	37.0%	35.7%	33.6%	31.6%

Esta partida refleja el resultado operativo del activo una vez reconocido el desgaste contable asociado a las inversiones realizadas. Durante los primeros años, el EBIT aumenta progresivamente como consecuencia de la mejora del EBITDA y de una amortización relativamente estable. A partir de 2027, las ampliaciones de capacidad incrementan el D&A anual, ya que cada nuevo bloque de CapEx comienza a amortizarse desde el momento en que entra en operación.

Como resultado, aunque el EBITDA continúa creciendo durante todo el periodo proyectado, el margen EBIT se modera gradualmente en los últimos ejercicios. Esta evolución es coherente con un activo intensivo en capital, donde el crecimiento de la capacidad instalada mejora el resultado operativo antes de amortizaciones, pero también aumenta el gasto contable asociado a las nuevas inversiones.

14.5.2 EBT

El EBT se obtiene restando al EBIT los gastos financieros asociados a la estructura de deuda:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	365	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
EBIT	€	385,733	518,333	600,273	736,813	829,277	929,805	1,289,993	1,521,262	1,546,705	1,519,264	1,481,535
% EBIT Margin	%	16.7%	20.5%	22.3%	25.5%	27.1%	25.3%	27.3%	27.6%	25.7%	23.6%	21.6%
(-) Interest Expenses - RCF	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)
(-) Interest Expenses - LTI	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
(-) Interest Expenses - Debt Fund	€					(820,500)	(849,218)	(878,940)	(909,703)	(941,543)	(453,997)	(139,286)
(-) Interest Expenses	€	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(250,000)	(1,245,748)	(1,303,143)	(1,439,308)	(1,524,940)	(1,562,304)	(1,199,554)	(1,025,817)
EBT	€	135,733	268,333	350,273	486,813	(416,471)	(373,338)	(149,315)	(3,678)	(15,599)	319,709	455,718
% EBT Margin	%	5.9%	10.6%	13.0%	16.8%	(13.6%)	(10.2%)	(3.2%)	(0.1%)	(0.3%)	5.0%	6.6%

Los gastos financieros incluyen los intereses vinculados a la RCF, al Long-Term Loan y al Debt Fund, incorporando tanto los pagos en efectivo como los intereses PIK cuando corresponda.

Durante los primeros años de proyección, el EBT se vuelve negativo debido al incremento del coste financiero derivado de la operación apalancada. A medida que el activo genera mayor EBITDA y se reduce progresivamente el saldo de deuda, la carga de intereses disminuye y el EBT vuelve a terreno positivo en los últimos ejercicios.

Esta evolución refleja una lógica habitual en transacciones LBO: el apalancamiento presiona inicialmente el resultado antes de impuestos, pero el crecimiento operativo y el desapalancamiento progresivo permiten recuperar la rentabilidad financiera del activo a lo largo del periodo de inversión.

14.5.3 Net Income

El Net Income se obtiene restando al EBT el gasto por impuestos:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
EBT	€	135,733	268,333	350,273	486,813	(416,471)	(373,338)	(149,315)	(3,678)	(15,599)	319,709	455,718
% EBT Margin	%	5.9%	10.6%	13.0%	16.8%	(13.6%)	(10.2%)	(3.2%)	(0.1%)	(0.3%)	5.0%	6.6%
(-) Taxes	€	(33,933)	(87,083)	(87,568)	(121,703)	-	-	-	-	-	(79,927)	(113,930)
% Effective Tax Rate	%	25.0%	32.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%	25.0%
Net Income	€	101,800	201,250	262,705	365,110	(416,471)	(373,338)	(149,315)	(3,678)	(15,599)	239,782	341,789
% Net Income	%	4.4%	8.0%	9.8%	12.6%	(13.6%)	(10.2%)	(3.2%)	(0.1%)	(0.3%)	3.7%	5.0%

Durante los ejercicios históricos, el beneficio neto aumenta progresivamente como consecuencia de la mejora del resultado operativo. Tras la adquisición apalancada, el incremento de los gastos financieros provoca pérdidas entre 2026 y 2030. En estos años no se registra gasto fiscal, ya que el modelo no contempla pagos de impuestos cuando el resultado antes de impuestos es negativo.

A partir de 2031, el crecimiento del EBITDA y la reducción de la carga financiera permiten recuperar un resultado neto positivo. El beneficio alcanza aproximadamente 0,24 M€ en 2031 y 0,34 M€ en 2032, reflejando la mejora gradual de la rentabilidad del activo a medida que avanza el proceso de desapalancamiento.

15. Análisis de márgenes y apalancamiento operativo

15.1 Compresión del margen EBITDA

El margen EBITDA se erosiona del 62% al 54,5%, una compresión de -7,5 puntos porcentuales durante el periodo de tenencia. Las causas son tres:

- Compresión del spread de arbitraje: bajada del precio de venta y subida moderada del coste de carga.
- Aumento del peso del OPEX: al añadir capacidad, el OPEX absoluto crece más rápido que el EBITDA marginal de los nuevos MW (porque los nuevos MW no operan al 100% durante el primer año — efecto ramp-up).
- Compresión de tarifas Ancillary y Capacity en los últimos años, reflejando la maduración del mercado.

Aun con esta compresión, el margen final del 54,5% sigue siendo muy sano y permite mantener un servicio de la deuda holgado en términos absolutos.

15.2 Apalancamiento operativo positivo

A pesar de la compresión porcentual del margen, el EBITDA en términos absolutos prácticamente se duplica (de 1,90 M€ a 3,73 M€, +97%). Esto es la principal palanca de creación de valor de la operación y es lo que permite al sponsor justificar una valoración de salida atractiva.

15.3 Márgenes EBIT, EBT y Net Income

El margen EBIT se mantiene en niveles relativamente sólidos durante todo el periodo analizado. Tras situarse en torno al 25,5% en 2025, aumenta inicialmente hasta aproximadamente el 27%, impulsado por el crecimiento del EBITDA. Sin embargo, a partir de los años en los que se ejecutan ampliaciones de capacidad, el margen se modera progresivamente hasta situarse en torno al 21,6% en 2032, como consecuencia del aumento del D&A asociado a las nuevas inversiones.

El margen EBT presenta una evolución más volátil debido al impacto de los gastos financieros derivados de la adquisición apalancada. Después de alcanzar aproximadamente un 16,8% en 2025, pasa a valores negativos entre 2026 y 2030, reflejando la presión inicial de los intereses sobre el resultado antes de impuestos. A medida que disminuye la carga financiera y mejora el resultado operativo, el margen vuelve a ser positivo, alcanzando aproximadamente un 5,0% en 2031 y un 6,6% en 2032.

Por último, el margen de Net Income sigue una tendencia similar a la del EBT, ya que durante los años con resultado negativo no se registra gasto fiscal. Tras varios ejercicios de

pérdidas, el margen neto se recupera en los últimos años del periodo de proyección, situándose en torno al 3,7% en 2031 y al 5,0% en 2032. Esta evolución pone de manifiesto que la rentabilidad contable del activo mejora de forma gradual a medida que avanza el desapalancamiento y se consolidan las ampliaciones de capacidad.

Parte IV — LBO model: balance, cash flow y cascada de deuda

16. Balance proyectado

El balance proyectado evoluciona desde la apertura (Total Assets = 20,78 M€) acompañando el crecimiento operativo:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Balance Sheet												
	Units											
Net PP&E	€				11,733,333	10,666,667	13,408,000	15,765,333	16,552,000	17,093,333	17,394,667	17,461,333
Goodwill	€				5,721,200	5,721,200	5,721,200	5,721,200	5,721,200	5,721,200	5,721,200	5,721,200
Intangibles	€				1,301,167	1,301,167	1,301,167	1,301,167	1,301,167	1,301,167	1,301,167	1,301,167
Other	€				-	-	-	-	-	-	-	-
Total Long-Term Assets	€				18,755,700	17,689,033	20,430,367	22,787,700	23,574,367	24,115,700	24,417,033	24,463,700
Inventories	€				500,000	517,202	602,496	750,646	866,339	935,083	978,814	1,010,602
Receivables	€				1,024,300	1,089,067	1,308,129	1,679,247	1,963,347	2,142,516	2,293,499	2,434,559
Cash & Equivalents	€				500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Total Current Assets	€				2,024,300	2,106,268	2,410,626	2,929,892	3,329,686	3,577,599	3,772,313	3,945,162
Total Assets	€				20,780,000	19,795,302	22,840,992	25,717,592	26,904,053	27,693,299	28,189,347	28,428,862
Liabilities & Equity												
Bank - Long-Term Loan	€				7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Debt Fund	€				6,000,000	6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532	1,206,326
Long-Term Debt	€				-	-	-	-	-	-	-	-
Other Long-Term Liabilities	€				-	-	-	-	-	-	-	-
Total Long-Term Liabilities	€				13,000,000	12,043,333	11,094,017	10,152,307	9,218,471	8,292,785	1,165,532	1,206,326
Banks - RCF	€				-	362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Short-Term Debt	€				-	-	-	-	-	-	-	-
Accounts Payables	€				340,000	364,135	442,513	576,219	696,478	789,058	869,100	946,776
Pending Salaries	€				40,000	41,425	49,340	64,180	77,967	89,951	102,526	115,377
Total Short-Term Liabilities	€				380,000	768,439	5,136,785	9,104,409	11,228,384	12,958,916	20,342,435	20,199,367
Equity	€				7,400,000	6,983,529	6,610,191	6,460,876	6,457,197	6,441,598	6,681,380	7,023,169
Total Liabilities + Equity	€				20,780,000	19,795,302	22,840,992	25,717,592	26,904,053	27,693,299	28,189,347	28,428,862
Check:	€				-	-	-	-	-	-	-	-

16.1 Activo proyectado

16.1.1 Activos No Recurrentes:

Net PP&E: parte de 11,73 M€ (2026, ya con la D&A del año aplicada) y crece con las nuevas inversiones (CapEx). Pasa progresivamente al alza por el efecto inversión, parcialmente compensado por el D&A creciente. Como se ha mostrado anteriormente, se calcula a partir del CapEx y el D&A:

rt:	t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
			Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
			365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
			Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
CapEx, D&A and PP&E			Units										
CapEx			Units										
Bop Capacity	MW			10	10	10	10	10	13	16	18	20	22
(+) Net Adds	MW			-	-	-	-	-	3	3	2	2	2
Eop Capacity	MW		10	10	10	10	10	13	16	18	20	22	24
Net Add Battery Capacity	MW		10	-	-	-	-	3	3	2	2	2	2
Hours	h		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Price of battery pack	€/MWh		400,000.00	390,000	380,000	370,000	360,000	350,000	340,000	330,000	320,000	310,000	300,000
CAPEX	€		16,000,000	-	-	-	-	4,080,000	3,960,000	2,560,000	2,480,000	2,400,000	2,320,000

rt:	t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
			Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
			365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
			Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
D&A			Units											
Year	New Net Capex	Useful Life	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
2021	16,000,000	15	-	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667
2022	-	15	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	15	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	-	-	-	-	-	-	-
2027	4,080,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000	272,000
2028	3,960,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	264,000	264,000	264,000	264,000	264,000	264,000
2029	2,560,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	170,667	170,667	170,667	170,667	170,667	170,667
2030	2,480,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	165,333	165,333	165,333	165,333	165,333
2031	2,400,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	160,000	160,000	160,000	160,000
2032	2,320,000	15	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	154,667	154,667	154,667
D&A		€	-	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,066,667	1,338,667	1,602,667	1,773,333	1,938,667	2,098,667	2,253,333

rt:	t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
			Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
			365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
			Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
PP&E			Units											
Bop PP&E	€		-	16,000,000	14,933,333	13,866,667	12,800,000	11,733,333	10,666,667	13,408,000	15,765,333	16,552,000	17,093,333	17,394,667
(+) CapEx	€		16,000,000	-	-	-	-	-	4,080,000	3,960,000	2,560,000	2,480,000	2,400,000	2,320,000
(-) D&A	€		-	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,066,667)	(1,338,667)	(1,602,667)	(1,773,333)	(1,938,667)	(2,098,667)	(2,253,333)
Eop PP&E	€		16,000,000	14,933,333	13,866,667	12,800,000	11,733,333	10,666,667	13,408,000	15,765,333	16,552,000	17,093,333	17,394,667	17,461,333

Goodwill: constante en 5,72 M€ durante todo el periodo (NIIF: no se amortiza).

Intangibles: Los intangibles se mantienen constantes durante el periodo proyectado, ya que representan principalmente derechos de conexión a red, licencias de operación y otros activos no físicos necesarios para el funcionamiento del proyecto. Al tratarse de derechos ya adquiridos y no preverse nuevas inversiones relevantes en esta partida, se asume que su valor contable permanece estable a lo largo del horizonte analizado.

16.1.2 Activos Recurrentes:

Inventories: reflejan el stock de repuestos y componentes críticos necesario para asegurar la continuidad operativa del activo. Su evolución se proyecta a partir de los días sobre COGS, asumiendo una reducción de 10 días por año desde los 251 días registrados en 2025 hasta

alcanzar 181 días en 2032. Esta hipótesis representa una mejora gradual en la eficiencia de la gestión del stock y en la planificación de las necesidades de mantenimiento. Se muestra a continuación el cálculo de estos:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Working Capital	Units											
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221
Total COGS	€	533,600	609,120	672,220	725,760	781,820	950,102	1,240,566	1,495,379	1,694,154	1,866,010	2,038,352
Total Personnel Expenses	€	72,000	75,000	78,000	81,000	84,000	100,050	130,500	158,100	182,400	207,900	234,600
Inventories	€				500,000	517,202	602,496	750,646	866,339	935,083	978,814	1,010,602
% Days over COGS:	%	-	-	-	68.9%	66.2%	63.4%	60.5%	57.9%	55.2%	52.9%	49.0%
Total Days	Days	-	-	-	251	241	231	221	211	201	191	181

Receivables: representan los importes pendientes de cobro derivados de la actividad del activo. Su evolución se proyecta a partir de los días sobre ventas, manteniendo una asunción estable de 130 días durante todo el periodo proyectado. Esta hipótesis implica que el crecimiento de la partida responde principalmente al aumento de los ingresos, mientras que el plazo medio de cobro se mantiene constante. Se muestra a continuación el cálculo de estos:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Receivables	€				1,024,300	1,089,067	1,308,129	1,679,247	1,963,347	2,142,516	2,293,499	2,434,559
% Days over Sales:	%	-	-	-	35.4%	35.6%	35.6%	35.5%	35.6%	35.6%	35.6%	35.5%
Total Days	Days	-	-	-	129	130	130	130	130	130	130	130

Cash: parte de 0,50 M€ (caja mínima) y evoluciona según el cash flow neto generado.

16.2 Pasivo proyectado

16.2.1 Pasivo No Recurrente:

El Long-Term Loan constituye el principal tramo de deuda bancaria de largo plazo utilizado para financiar la adquisición. Su saldo se reduce mediante amortizaciones obligatorias anuales del 16,7%, equivalentes a aproximadamente 1,17 M€ por ejercicio, hasta quedar completamente repagado en 2031.

Además de esta amortización mínima, el modelo incorpora un cash sweep del 50%, que permite destinar parte de la caja excedentaria a amortizar deuda de forma anticipada cuando las condiciones operativas lo permiten. En el escenario analizado, no se generan pagos voluntarios adicionales sobre este tramo.

El gasto financiero se calcula aplicando un cash rate del 6,5% sobre el saldo pendiente. El proceso completo de cálculo, así como la interacción entre amortización obligatoria, pagos voluntarios y prioridades entre tramos de deuda, se desarrollará con mayor detalle en el siguiente apartado.

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan	Units											
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
BoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,250)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

Debt Fund: constituye un tramo de financiación alternativa a la deuda bancaria tradicional. A diferencia del Long-Term Loan, no presenta amortizaciones obligatorias durante la mayor parte del periodo, por lo que su saldo pendiente aumenta progresivamente como consecuencia de la capitalización de intereses PIK.

El tramo parte de un saldo inicial de 6,0 M€ y devenga un cash rate del 10,0% junto con un PIK rate del 3,5%. Mientras que los intereses pagados en efectivo reducen la caja disponible, los intereses PIK no se abonan en el momento en que se generan, sino que se incorporan al principal pendiente, aumentando el saldo de deuda de los ejercicios posteriores.

En 2031 se produce una amortización extraordinaria de 6,0 M€, que reduce de forma significativa el importe vivo del tramo. El detalle del proceso de cálculo, incluyendo la interacción entre intereses en efectivo, intereses PIK y repagos de deuda, se explicará más adelante en el apartado específico dedicado a los distintos instrumentos de financiación.

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Debt Fund	Units											
FCDS - Debt Fund	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					6,000,000	6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532
(-) Mandatory Payment	€					-	-	-	-	-	(6,000,000)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	40,794
EOp	€					6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532	1,206,326
Cash Rate	%					10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Interest Expense	€					(610,500)	(631,868)	(653,983)	(676,872)	(700,563)	(414,582)	(118,593)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					-	-	-	-	-	100.0%	-
Cash Sweep	%					-	-	-	-	-	-	-

16.2.2 Pasivo Recurrente:

RCF (Revolving Credit Facility): actúa como una línea de liquidez flexible que permite cubrir necesidades puntuales de caja durante el periodo proyectado. Su saldo evoluciona en función de las disposiciones y amortizaciones realizadas cada año: cuando el flujo de caja disponible resulta insuficiente, se recurre a la línea; cuando existe caja excedentaria, esta se utiliza para reducir su saldo pendiente.

El gasto financiero asociado se calcula aplicando un cash rate del 4,5% sobre el saldo de la RCF. El detalle del proceso de cálculo, así como el orden de prioridad entre los distintos instrumentos de financiación, se explicará en el siguiente apartado, centrado en los diferentes tramos de deuda.

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF	Units											
FCDS - RCF Payment	€					(862,879)	(4,782,052)	(4,319,079)	(2,489,929)	(2,125,969)	(7,790,901)	(266,406)
BoP	€					-	362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808
(+/-) Issuance / Repayment	€					362,879	4,282,052	3,819,079	1,989,929	1,625,969	7,290,901	(233,594)
EOp	€					362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Cash Rate	%					4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
Interest Expense	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)

Accounts Payables y Pending Salaries: los payables representan las facturas pendientes de pago a proveedores. Su evolución se proyecta manteniendo una hipótesis constante de 170 días sobre COGS durante todo el periodo, de forma que el crecimiento de esta partida responde al aumento de los costes operativos del activo. Los pending salaries recogen las remuneraciones devengadas y todavía no abonadas al cierre de cada ejercicio. Su evolución

se calcula asumiendo un plazo constante de 180 días sobre personnel expenses, que se asumen como el 10% del O&M, por lo que el saldo aumenta en línea con el crecimiento de los costes de personal. Se muestran ambos a continuación:

rt:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
:		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Payables	€				340,000	364,135	442,513	576,219	696,478	789,058	869,100	946,776
% Days over COGS:	%				46.8%	46.6%	46.6%	46.4%	46.6%	46.6%	46.6%	46.4%
Total Days	Days				171	170	170	170	170	170	170	170
Pending Salaries	€				40,000	41,425	49,340	64,180	77,967	89,951	102,526	115,377
% Days over Personnel Expenses:	%				49.4%	49.3%	49.2%	49.2%	49.3%	49.2%	49.2%	49.2%
Total Days	Days				180	180	180	180	180	180	180	180

16.3 Equity: empieza en 7,40 M€ y evoluciona por la acumulación de Net Income y pago de Dividendos:

rt:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
:		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Equity	Units											
Equity Cash Flow	k€					-	-	-	-	-	0	(0)
% Dividend	%					20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%
Yearly Dividend	k€					-	-	-	-	-	0	-
BaP	€					7,400,000	6,983,529	6,610,191	6,460,876	6,457,197	6,441,598	6,681,380
(+) Net Income	€					(416,471)	(373,338)	(149,315)	(3,678)	(15,599)	239,782	341,789
(-) Dividends	€					-	-	-	-	-	(0)	-
EOP	€				7,400,000	6,983,529	6,610,191	6,460,876	6,457,197	6,441,598	6,681,380	7,023,169

16.4 Cuadre del balance

El modelo incluye una fila de Check (fila 218) que verifica Total Assets – (Total Liabilities + Equity) = 0. Este check es crítico para validar la integridad del modelo y debe ser exactamente 0 en todos los años.

17. Estado de flujos de caja

17.1 Cascada del cash flow

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Cash Flow Statement												
	Units											
EBITDA:	€					1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
(-) Taxes	€					-	-	-	-	-	(79,927)	(113,930)
(+/-) Working Capital Variation	€					(56,408)	(218,064)	(370,721)	(265,748)	(143,349)	(102,097)	(82,322)
(-) CapEx	€					-	(4,080,000)	(3,960,000)	(2,560,000)	(2,480,000)	(2,400,000)	(2,320,000)
Unlevered Free Cash Flow	€					1,839,536	(2,029,592)	(1,438,061)	468,847	862,022	1,035,906	1,218,617
(-) Interest Expense - RCF	€					(8,163)	(112,678)	(264,931)	(423,854)	(507,012)	(707,841)	(866,431)
(-) Interest Expense - LTL	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,817)	(0)
(-) Interest Expense - Debt Fund	€					(610,500)	(631,868)	(653,983)	(676,872)	(700,563)	(614,582)	(118,593)
(-) Interest Expense	€					(1,035,748)	(1,085,793)	(1,214,351)	(1,292,109)	(1,321,324)	(1,160,140)	(985,023)
Levered Free Cash Flow	€					803,787	(3,115,386)	(2,652,412)	(823,262)	(459,302)	(124,234)	233,594
(-) Debt Repayment - RCF	€					362,879	4,282,032	3,819,079	1,989,929	1,625,969	7,290,901	(233,594)
(-) Debt Repayment - LTL	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Debt Repayment - Debt Fund	€					-	-	-	-	-	(6,000,000)	-
(-) Debt Repayment	€					(803,787)	3,115,386	2,652,412	823,262	459,302	134,234	(233,594)
Equity Free Cash Flow	€					-	-	-	-	-	-	(0)
(+/-) Capital Increase	€					-	-	-	-	-	-	-
(-) Dividends	€					-	-	-	-	-	(0)	-
Cash Variation	€					-	-	-	-	-	0	(0)
Cash BoP	€					-	-	-	-	-	0	0
(+/-) Cash Variation	€					-	-	-	-	-	0	(0)
Cash FoP	€					500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000

17.2 Análisis del cash flow proyectado

EBITDA:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221
% Growth	%	n.a.	9.7%	6.3%	7.6%	5.6%	20.1%	28.7%	16.6%	9.1%	7.0%	6.4%
Electricity Price	€/MWh	50	52	53	55	57	58	59	60	61	62	63
% Growth	%	n.a.	4.0%	1.9%	3.8%	3.6%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.6%	1.6%
(-) Electricity Cost	€	(460,000)	(527,904)	(584,060)	(633,600)	(685,596)	(832,416)	(1,084,346)	(1,306,008)	(1,476,334)	(1,624,896)	(1,771,258)
% Growth	%	n.a.	14.8%	10.6%	8.5%	8.2%	21.4%	30.3%	20.4%	13.0%	10.1%	9.0%
Grid Fees	€/MWh	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	10
% Growth	%	n.a.	-	-	-	-	2.5%	3.7%	2.4%	3.4%	2.2%	3.2%
(-) Grid Cost	€	(73,600)	(81,216)	(88,160)	(92,160)	(96,224)	(117,686)	(156,219)	(189,371)	(217,820)	(241,114)	(267,094)
% Growth	%	n.a.	10.3%	8.6%	4.5%	4.4%	22.3%	32.7%	21.2%	15.0%	10.7%	10.8%
(-) COGS	€	(533,600)	(609,120)	(672,220)	(725,760)	(781,820)	(950,102)	(1,240,566)	(1,495,379)	(1,694,154)	(1,866,010)	(2,038,352)
% Growth	%	n.a.	14.2%	10.4%	8.0%	7.7%	21.5%	30.6%	20.5%	13.3%	10.1%	9.2%
Total Gross Profit	€	1,772,400	1,920,000	2,016,940	2,168,480	2,275,944	2,722,722	3,487,159	4,017,095	4,321,371	4,573,430	4,815,869
% Gross Margin	%	76.9%	75.9%	75.0%	74.9%	74.4%	74.1%	72.8%	72.8%	72.0%	71.0%	70.3%
OSM per MW	€/MW	12,000	12,500	13,000	13,500	14,000	14,500	15,000	15,500	16,000	16,500	17,000
% Growth	%	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%	3.3%	3.2%	3.1%	3.0%
(-) O&M	€	(120,000)	(125,000)	(130,000)	(135,000)	(140,000)	(166,750)	(217,500)	(263,500)	(304,000)	(346,500)	(391,000)
% Growth	%	n.a.	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	19.1%	30.4%	21.1%	15.4%	14.0%	12.8%
Insurance & Land Fees	€/MW	20,000	21,000	22,000	23,000	24,000	25,000	26,000	27,000	28,000	29,000	30,000
% Growth	%	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%	4.2%	4.0%	3.8%	3.7%	3.6%	3.4%
(-) Insurance & Land	€	(200,000)	(210,000)	(220,000)	(230,000)	(240,000)	(287,500)	(377,000)	(459,000)	(532,000)	(609,000)	(690,000)
% Growth	%	n.a.	5.0%	4.8%	4.5%	4.3%	19.8%	31.1%	21.6%	15.3%	14.5%	13.2%
(-) OPEX	€	(320,000)	(335,000)	(350,000)	(365,000)	(380,000)	(454,250)	(594,500)	(722,500)	(836,000)	(955,500)	(1,081,000)
% Growth	%	n.a.	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%	19.5%	30.9%	21.5%	15.7%	14.3%	13.0%
EBITDA	€	1,452,400	1,585,000	1,666,940	1,803,480	1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
% EBITDA Margin	%	63.0%	62.7%	62.0%	62.3%	62.0%	61.8%	61.2%	59.8%	57.9%	56.2%	54.5%

(±) WC Variation: el working capital se calcula a partir de inventories, receivables, payables y pending salaries. Las proyecciones se basan en hipótesis de días sobre COGS, ventas y gastos de personal, manteniendo estables los plazos de cobro y pago y reduciendo progresivamente los días de inventario.

Como consecuencia del crecimiento de la actividad, el working capital aumenta desde 1,14 M€ en 2025 hasta 2,38 M€ en 2032. Esta evolución genera necesidades adicionales de caja durante el periodo proyectado, reflejadas en la línea de Working Capital Variation.

Year Start:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
Year End:		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
Year:		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Days:		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
Type:		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Working Capital												
Total Revenues	€	2,306,000	2,529,120	2,689,160	2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,512,474	6,015,525	6,439,440	6,854,221
Total COGS	€	533,600	609,120	672,220	725,760	781,820	950,102	1,240,566	1,495,379	1,694,154	1,866,010	2,038,352
Total Personnel Expenses	€	60%	72,000	75,000	78,000	81,000	84,000	100,050	130,500	158,100	207,900	234,600
Inventories	€				500,000	517,202	602,496	750,646	866,339	935,083	978,814	1,010,602
% Days over COGS:	%				68.9%	66.2%	63.4%	60.5%	57.9%	55.2%	52.5%	49.6%
Total Days	Days				251	241	231	221	211	201	191	181
Receivables	€				1,024,300	1,089,067	1,308,129	1,679,247	1,963,347	2,142,516	2,293,499	2,434,539
% Days over Sales:	%				35.4%	35.6%	35.6%	35.5%	35.6%	35.6%	35.6%	35.5%
Total Days	Days				129	130	130	130	130	130	130	130
Payables	€				340,000	364,135	442,513	576,219	696,478	789,058	866,100	946,776
% Days over COGS:	%				46.9%	46.0%	46.0%	45.4%	46.0%	46.0%	46.0%	46.4%
Total Days	Days				171	170	170	170	170	170	170	170
Pending Salaries	€				40,000	41,425	49,340	64,180	77,967	89,951	102,526	115,377
% Days over Personnel Expenses:	%				49.4%	49.2%	49.2%	49.2%	49.2%	49.2%	49.2%	49.2%
Total Days	Days				180	180	180	180	180	180	180	180
Total Working Capital	€				1,144,300	1,200,708	1,418,772	1,789,493	2,055,241	2,198,590	2,300,687	2,383,009
% Days over Sales:	%				39.3%	39.3%	38.6%	37.9%	37.3%	36.5%	35.7%	34.8%
Total Days	Days				144	143	141	139	136	133	130	127
Total Working Capital Variation	€					56,408	218,064	370,721	265,748	143,349	102,097	82,322
% Days over Sales:	%					1.8%	5.9%	7.8%	4.8%	2.4%	1.6%	1.2%
Total Days	Days					7	22	29	18	9	6	4

Observaciones críticas:

El CapEx absorbe enormes recursos entre 2027 y 2032: 17,8 M€ acumulados. Esto pone una presión muy fuerte sobre la generación de caja para el sponsor.

El primer año de tenencia (2026) tiene amortización obligatoria de 1,17 M€ del LTL y ≈ 1,04 M€ de intereses, lo que totaliza 2,21 M€ de servicio de la deuda sobre un EBITDA de 1,90 M€ — un ratio del 116%. La compañía no genera cash flow positivo a nivel equity en este año.

El Working Capital consume caja sistemáticamente: variaciones negativas todos los años, con un pico de -371 k€ en 2028.

2031 es un año crítico: vence el bullet del Debt Fund (7,38 M€). Es probable que requiera refinanciación intermedia para evitar un default técnico.

17.3 Capacidad de generación de caja libre

La verdadera prueba del LBO es si la compañía puede autofinanciar su servicio de la deuda y CapEx con la caja generada. En 2026:

UFCF estimado: $\approx 1,7$ M€ (EBITDA – Tax – WC)

Servicio deuda: $\approx 2,21$ M€

Diferencia: $-0,5$ M€ \rightarrow recurrir a caja existente o RCF

A partir de 2027, con el EBITDA creciendo, la situación se normaliza y el sponsor puede comenzar a desapalancar progresivamente.

18. Cascada de deuda (Debt Waterfall)

El bloque de deuda es el corazón financiero del modelo de LBO. Para cada uno de los tres tramos (RCF, LTL, Debt Fund) se construye una tabla de movimientos anuales con la siguiente estructura:

18.1 Estructura por tramo

Saldo BoP (Beginning of Period)

(+) Disposición / Capitalización PIK

(-) Amortización obligatoria

(-) Cash Sweep aplicado

= Saldo EoP (End of Period)

$$\text{Interest Expense} = (\text{Saldo BoP} + \text{Saldo EoP}) / 2 \times (\text{Cupón Cash} + \text{Spread})$$

18.2 Mecanismo de prelación (Cash Sweep Waterfall)

El modelo aplica el siguiente orden de prelación en la asignación del exceso de caja:

- Pago de intereses (cash, no PIK) en los tres tramos.
- Amortización obligatoria del LTL (1,17 M€/año).
- Cancelación del RCF dispuesto (cash sweep 100%).
- Amortización anticipada del LTL (cash sweep 50%).
- El Debt Fund no recibe cash sweep y solo se paga al vencimiento.

19. Estructura para cada una de las deudas:

Una vez proyectada la generación de caja del activo, se analiza la evolución de los distintos tramos de financiación utilizados en la operación. El modelo incorpora tres instrumentos: una línea de crédito revolving (RCF), un préstamo bancario de largo plazo (Long-Term Loan) y un tramo de financiación alternativa aportado por un fondo de deuda (Debt Fund). Cada uno presenta una función distinta dentro de la estructura de capital y sigue una lógica específica de repago.

Tipos de interés aplicables:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Debt												
Units												
Floating Interest Rates												
Units												
Euribor	%					1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Bank - RCF												
Base Interest Rate	%					3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%	3.5%
Euribor	%					1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Total Interest Rate RCF	%					4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
Bank - Long-Term Loan												
Base Interest Rate	%					5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Euribor	%					1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Total Interest Rate LTL	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%

Los tipos de interés de la financiación bancaria se han modelizado utilizando una estructura de tipo variable compuesta por un índice de referencia y un margen contractual. En concreto, se asume un Euribor del 1,0% durante todo el periodo proyectado.

Para la RCF, el margen aplicable asciende al 3,5%, por lo que el coste total de este instrumento es del 4,5%.

En el caso del Long-Term Loan, el margen se sitúa en el 5,5%, dando lugar a un coste total del 6,5%.

El Debt Fund sigue una lógica diferente, ya que no está indexado al Euribor. Este tramo devenga un interés pagado en efectivo del 10,0% y un interés PIK adicional del 3,5%, que se capitaliza y aumenta progresivamente el saldo pendiente.

Cash Flow & Sweep:

	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Cash Flow & Sweep	Units										
EBITDA:					1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
(-) Taxes					-	-	-	-	-	(79,927)	(113,930)
(+/-) Working Capital Variation					(56,408)	(218,064)	(370,721)	(265,748)	(143,349)	(102,097)	(82,322)
(-) CapEx					-	(4,080,000)	(3,960,000)	(2,560,000)	(2,480,000)	(2,400,000)	(2,320,000)
Unl. Free-Cash Flow					1,839,536	(2,029,592)	(1,438,061)	468,847	862,022	1,035,906	1,218,617
(-) Cash Interest Payments					(1,035,748)	(1,085,793)	(1,214,351)	(1,292,109)	(1,321,324)	(1,160,140)	(985,023)
(-) Mandatory Payments					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(7,166,667)	-
Levered Free-Cash Flow					(362,879)	(4,282,052)	(3,819,079)	(1,989,929)	(1,625,969)	(7,290,901)	233,594
(-) Minimum Cash					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
Levered Free-Cash Flow Inc. Minimum Cash					(862,879)	(4,782,052)	(4,319,079)	(2,489,929)	(2,125,969)	(7,790,901)	(266,406)
Cash at BoP					500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000

Antes de calcular la evolución concreta de cada tramo de deuda, se determina la caja disponible para atender el servicio de la financiación. El cálculo parte del EBITDA generado por el activo y descuenta los impuestos, las necesidades de working capital y las inversiones previstas.

A continuación, se deducen los intereses pagados en efectivo y las amortizaciones obligatorias de deuda.

Por último, se mantiene una caja mínima operativa de 0,5 M€, asumida como colchón prudencial para garantizar el funcionamiento ordinario del activo incluso en escenarios adversos. La caja restante determina si es necesario disponer de la RCF o si existe capacidad para amortizar deuda de forma anticipada.

La estructura de repago sigue un orden de prioridad. En primer lugar, la caja disponible se destina a cubrir las necesidades operativas y mantener la caja mínima. Posteriormente, se utiliza para reducir el saldo de la RCF. Solo una vez repagada esta línea podría activarse el cash sweep del préstamo de largo plazo.

RCF:

t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF	Units											
FCDS - RCF Payment	€					(862,879)	(4,782,052)	(4,319,079)	(2,489,929)	(2,125,969)	(7,790,901)	(266,406)
BoP	€					-	362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808
(+/-) Issuance / Repayment	€					362,879	4,282,052	3,819,079	1,989,929	1,625,969	7,290,901	(233,594)
BoP	€					362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Cash Rate	%					4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
Interest Expense	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)

Y aquí se muestra la fórmula utilizada:

t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF	Units											
FCDS - RCF Payment	€					(862,879)	(4,782,052)	(4,319,079)	(2,489,929)	(2,125,969)	(7,790,901)	(266,406)
BoP	€					-	362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808
(+/-) Issuance / Repayment	€					=MIN(Q426,Q424+Q420)	362,879	3,819,079	1,989,929	1,625,969	7,290,901	(233,594)
BoP	€					362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Cash Rate	%					4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%	4.5%
Interest Expense	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)

La RCF actúa como instrumento flexible de liquidez. Su finalidad es absorber los déficits temporales de caja generados durante el periodo de proyección, especialmente en los ejercicios con inversiones relevantes de expansión.

Cuando el Levered Free Cash Flow es negativo, el modelo dispone de la RCF por el importe necesario para preservar la caja mínima operativa. Por el contrario, cuando el activo genera caja positiva, esta se utiliza prioritariamente para amortizar el saldo vivo de la línea.

En 2026, por ejemplo, el activo presenta un déficit de caja de aproximadamente 0,36 M€, que se cubre mediante una disposición equivalente de la RCF. En los años posteriores, las ampliaciones de capacidad y el elevado CapEx asociado incrementan las necesidades de financiación, provocando un crecimiento progresivo de su saldo. En 2032, la generación de caja positiva permite reducir parcialmente la línea.

El gasto financiero se calcula aplicando el 4,5% sobre el saldo medio anual ((EoP + BoP) / 2).

El uso del saldo medio permite reflejar de forma más realista que las disposiciones y amortizaciones se producen a lo largo del ejercicio y no necesariamente en su primer día.

Long-Term Loan:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan	Units											
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PBK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

Y aquí se muestran las fórmulas utilizadas:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
RCF												
Units												
FCDS - RCF Payment	€					(862,879)	(4,782,052)	(4,319,079)	(2,489,929)	(2,125,969)	(7,790,901)	(266,406)
BoP	€						362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808
(-/-) Issuance / Repayment	€					362,879	4,282,052	3,819,079	1,969,929	1,625,969	7,290,901	(233,994)
EoP	€					362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Cash Rate	%					-4.5%	-4.5%	-4.5%	-4.5%	-4.5%	-4.5%	-4.5%
Interest Expense	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					==Q124+Q127	(300,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(300,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	0
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	MIN(S436*5445,5436)	-	-	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	MAX(MIN(S434*5446,5436)+S437,0)	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	==SUM(S436:S438)*518439	-	-	-	-	-
EoP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EOP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

t:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Long-Term Loan												
Units												
FCDS - Term Loan	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					7,000,000	5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0
(-) Mandatory Payment	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					-	-	-	-	-	-	-
EOP	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Cash Rate	%					6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
Interest Expense	€					(417,083)	(341,250)	(265,417)	(189,583)	(113,750)	(37,917)	(0)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	-
Cash Sweep	%					50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%

El Long-Term Loan constituye el principal tramo de deuda bancaria estructural utilizado para financiar la adquisición. El importe inicial asciende a 7,0 M€ y se amortiza mediante pagos obligatorios anuales del 16,7% del principal inicial, equivalentes a aproximadamente 1,17 M€ por ejercicio.

La amortización obligatoria se calcula aplicando el porcentaje definido en el calendario de pagos sobre el importe inicial del préstamo, con el límite máximo del saldo pendiente.

El modelo también incorpora un cash sweep del 50%. Este mecanismo permitiría destinar parte de la caja excedentaria a reducir anticipadamente la deuda bancaria una vez atendidas las obligaciones prioritarias. Su cálculo queda limitado por la caja disponible y por el saldo pendiente después de la amortización obligatoria.

Sin embargo, en el escenario analizado no se producen amortizaciones voluntarias sobre este tramo, ya que la caja disponible se destina prioritariamente a cubrir las necesidades de liquidez y a atender la RCF.

En este caso, el Long-Term Loan no incorpora intereses PIK, por lo que su saldo se reduce únicamente mediante las amortizaciones obligatorias hasta quedar completamente repagado en 2031.

El gasto financiero se obtiene aplicando el 6,5% sobre el saldo medio anual.

Debt Fund:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Debt Fund	Units											
FCDS - Debt Fund	€					(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)	(500,000)
BoP	€					6,000,000	6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532
(-) Mandatory Payment	€					-	-	-	-	-	(6,000,000)	-
(-) Voluntary - Cash Sweep	€					-	-	-	-	-	-	-
(+) PIK Accrual	€					210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	40,794
BoP	€					6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532	1,206,326
Cash Rate	%					10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
Interest Expense	€					(610,500)	(631,868)	(653,983)	(676,872)	(700,563)	(414,582)	(118,593)
Mandatory Schedule												
Payment per Year	%					-	-	-	-	-	100.0%	-
Cash Sweep	%					-	-	-	-	-	-	-

Y las fórmulas empleadas son exactamente las mismas que en el Long-Term Loan.

El Debt Fund representa un tramo de financiación alternativa con un perfil más flexible, aunque también más costoso que la deuda bancaria tradicional. Su saldo inicial asciende a 6,0 M€.

Este instrumento combina dos componentes de remuneración: un interés pagado en efectivo del 10,0% y un interés PIK del 3,5%. El componente PIK no genera una salida inmediata de caja, sino que se incorpora al principal pendiente.

Por tanto, mientras no se produzcan repagos, el saldo del Debt Fund aumenta progresivamente.

Durante los primeros años no se contemplan amortizaciones obligatorias ni pagos voluntarios. En 2031 se incorpora un repago extraordinario de 6,0 M€, correspondiente al principal inicial del tramo. No obstante, permanecen pendientes los intereses PIK capitalizados durante los ejercicios anteriores, por lo que el saldo no desaparece completamente.

El gasto financiero pagado en efectivo se calcula aplicando el 10,0% sobre el saldo medio anual.

La utilización del saldo medio resulta especialmente relevante en 2031, ya que durante ese ejercicio se produce el repago extraordinario y el saldo pendiente disminuye significativamente.

Resumen de la deuda:

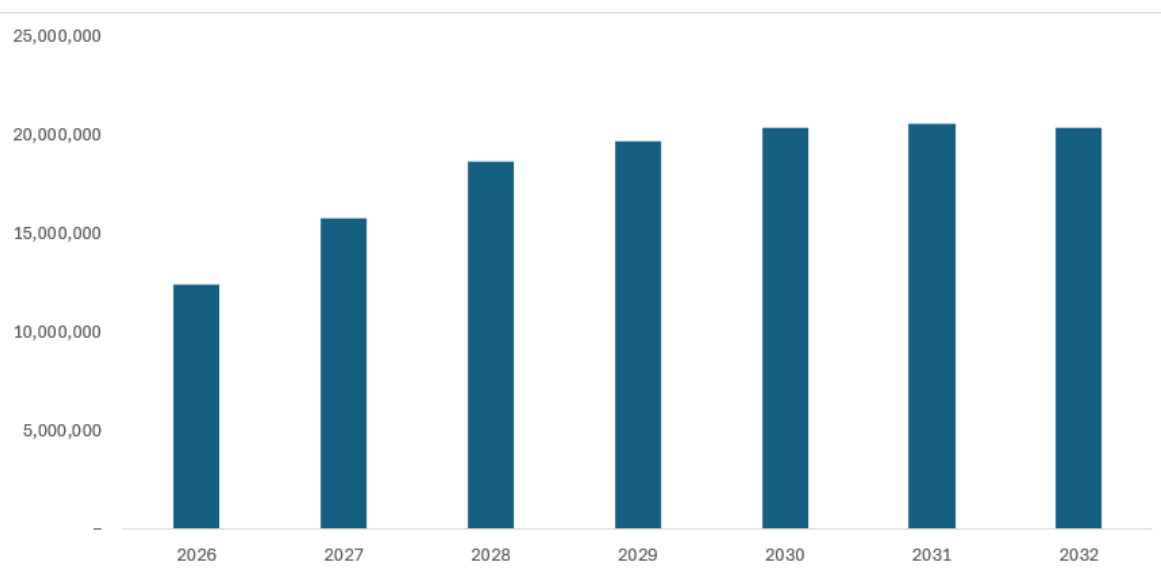
		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Summary	Units											
RCF	€					362,879	4,282,052	3,819,079	1,989,829	1,625,969	7,290,901	(233,594)
Term Loan	€					(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	(1,166,667)	-
Debt Fund	€					-	-	-	-	-	(6,000,000)	-
Mandatory Payments	€					(803,787)	3,115,386	2,652,412	823,262	459,302	124,234	(233,594)
RCF	€											
Term Loan	€					-	-	-	-	-	-	-
Debt Fund	€					-	-	-	-	-	-	-
Voluntary Payments	€					-	-	-	-	-	-	-
RCF	€											
Term Loan	€											
Debt Fund	€											
PIK Interest	€					210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	40,794
RCF	€					362,879	4,644,931	8,464,010	10,453,939	12,079,907	19,370,808	19,137,215
Term Loan	€					5,833,333	4,666,667	3,500,000	2,333,333	1,166,667	0	0
Debt Fund	€					6,210,000	6,427,350	6,652,307	6,885,138	7,126,118	1,165,532	1,206,326
Gross Debt	€					12,406,213	15,738,948	18,616,317	19,672,410	20,372,692	20,536,340	20,343,540
RCF	€					(8,165)	(112,676)	(294,951)	(425,654)	(507,012)	(707,641)	(866,431)
Term Loan	€					(417,883)	(341,250)	(265,417)	(189,383)	(113,750)	(37,917)	(0)
Debt Fund	€					(610,500)	(631,866)	(653,963)	(676,872)	(700,563)	(414,592)	(115,593)
Cash Interest	€					(1,035,748)	(1,085,793)	(1,214,351)	(1,292,109)	(1,321,324)	(1,160,140)	(985,023)

La sección de resumen agrega la información procedente de los tres instrumentos de financiación. En primer lugar, recoge las amortizaciones obligatorias y voluntarias realizadas en cada ejercicio. A continuación, muestra los intereses PIK devengados, que no afectan directamente a la caja pero incrementan el saldo pendiente del Debt Fund.

La deuda bruta al cierre de cada año se obtiene sumando los saldos vivos de la RCF, el Long-Term Loan y el Debt Fund.

Esta estructura permite observar de forma conjunta cómo evoluciona el apalancamiento del activo durante el periodo de inversión. Aunque el Long-Term Loan se amortiza progresivamente, las necesidades de financiación derivadas de las ampliaciones de capacidad provocan un incremento de la RCF. Al mismo tiempo, la capitalización de los intereses PIK eleva temporalmente el saldo del Debt Fund. Como consecuencia, la deuda

bruta no disminuye de forma lineal, sino que refleja la combinación entre crecimiento del activo, generación de caja y estructura de repago de cada instrumento, como se muestra a continuación en esta gráfica:



La deuda bruta aumenta durante el periodo proyectado, pasando de aproximadamente 12,4 M€ en 2026 a 20,3 M€ en 2032. Este incremento no responde a un deterioro operativo del activo, sino a la estrategia de crecimiento planteada: las ampliaciones de capacidad previstas requieren inversiones adicionales que se financian parcialmente mediante deuda.

Por este motivo, la evolución del apalancamiento no debe analizarse únicamente en términos absolutos, sino también en relación con la capacidad de generación de resultados del proyecto. Durante el mismo periodo, el EBITDA aumenta desde aproximadamente 1,90 M€ hasta 3,73 M€, por lo que el ratio Gross Debt / EBITDA se reduce desde alrededor de 6,5x hasta 5,4x. Esto indica que, aunque el saldo de deuda es superior al final del horizonte analizado, el activo presenta una capacidad relativa mayor para soportarlo.

Desde la perspectiva del sponsor, la operación resulta atractiva porque el crecimiento del EBITDA incrementa el valor del activo y permite obtener una rentabilidad adecuada sobre el capital invertido. Al mismo tiempo, el comprador futuro no adquiere el mismo proyecto

existente al inicio de la operación, sino una instalación de mayor escala, con una capacidad instalada superior, mayores ingresos y un historial operativo más consolidado.

En consecuencia, el aumento de la deuda debe interpretarse como parte de una estrategia de expansión del activo. El proyecto alcanza una mayor madurez durante el periodo de inversión y mejora su posicionamiento para una eventual venta, siempre que el crecimiento operativo previsto permita mantener niveles sostenibles de apalancamiento.

RESULTADOS

Parte V — LBO model: exit, MIP y sensibilidades

20. Hipótesis de salida y cálculo de retornos

20.1 Parámetros de salida

Equity Bridge:

rt:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Equity Bridge	Units											
EBITDA	k€					1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
xExit Multiple	x					12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x
Enterprise Value	k€					22,751,328	27,221,659	34,711,913	39,535,143	41,824,457	43,415,165	44,818,426
(-) RCF	k€					(362,879)	(4,844,931)	(8,464,010)	(10,453,939)	(12,079,907)	(19,370,808)	(19,137,215)
(-) Term Loan	k€					(5,833,333)	(4,666,667)	(3,500,000)	(2,333,333)	(1,166,667)	(0)	(0)
(-) Debt Fund	k€					(6,210,000)	(6,427,330)	(6,652,307)	(6,885,138)	(7,126,118)	(1,165,532)	(1,206,326)
(+) Ending Cash	k€					500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Equity Value	k€					10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,362,733	21,951,765	23,378,824	24,974,885
% Controlled	%					100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Attributable Equity Value	k€					10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,362,733	21,951,765	23,378,824	24,974,885

El Equity Bridge permite estimar el valor atribuible a los accionistas en cada uno de los años proyectados. De este modo, el modelo muestra cuánto recibiría el sponsor en función del momento en el que decidiera desinvertir y vender su participación en el activo.

Para ello, se parte del EBITDA proyectado y del múltiplo de salida asumido. En el escenario base se utiliza un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA, coincidente con el múltiplo aplicado en la entrada. Esta hipótesis se adopta con un criterio conservador, evitando asumir desde el inicio una expansión del múltiplo que pudiera sobreestimar la rentabilidad de la operación.

No obstante, existe la posibilidad de que el activo pueda venderse a un múltiplo superior al final del periodo de inversión. El comprador recibiría una instalación de mayor escala, con una capacidad operativa más elevada, un EBITDA superior y un historial de funcionamiento más consolidado. Por tanto, una eventual mejora en la percepción del riesgo del activo o en las condiciones de mercado podría justificar una valoración más alta. Este posible incremento del múltiplo se considera un escenario de mejora y no una condición necesaria para alcanzar los retornos estimados.

A partir del Enterprise Value obtenido, se descuentan los distintos tramos de deuda pendientes —RCF, Long-Term Loan y Debt Fund— y se incorpora la caja disponible al cierre de cada ejercicio. El resultado es el Equity Value del activo.

Dado que el sponsor mantiene el control del 100% de la compañía, este importe coincide inicialmente con el Attributable Equity Value. La evolución anual de esta partida permite observar cómo aumenta el valor potencial de desinversión a medida que crecen la capacidad instalada y el EBITDA del proyecto.

Management Incentive Plan y Sponsor Equity:

		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Equity - Management Plan		Units										
EBITDA	€					1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
Minimum Equity	%											
Maximum Equity	%											
Minimum EBITDA	€											
Maximum EBITDA	€											
Equity Stake	%					0.0%	0.0%	0.0%	1.5%	2.4%	3.1%	3.7%
Stake Value	€								299,938	532,738	722,324	917,663
Equity - Sponsor		Units										
Attributable Equity Value	€					10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,362,733	21,951,765	23,378,824	24,974,885
(-) Management	€								(299,938)	(532,738)	(722,324)	(917,663)
Sponsor Equity Value	€					10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222

Sobre este valor se aplica posteriormente el Management Plan, que representa el incentivo económico reservado al equipo directivo. El modelo asume que el management no recibe participación mientras el EBITDA se mantenga por debajo de 3,0 M€. A partir de ese nivel, su participación aumenta de forma progresiva hasta alcanzar un máximo del 10,0% cuando el EBITDA llega a 5,0 M€.

Este mecanismo permite alinear los intereses del equipo gestor con los del sponsor, ya que la retribución del management depende directamente de la mejora operativa conseguida durante el periodo de inversión.

Finalmente, el Sponsor Equity Value se obtiene una vez descontado del Attributable Equity Value el importe correspondiente al Management Plan. De este modo, el sponsor recibe el valor residual generado por el activo después de reconocer el incentivo del equipo directivo.

20.2 Cálculo de TIR y MoIC

Una vez definida la evolución de la deuda y del valor atribuible al sponsor, se han calculado los retornos obtenidos, TIR / IRR (Tasa Interna de Rentabilidad / Internal Rate of Return: rentabilidad anual equivalente obtenida por la inversión, teniendo en cuenta tanto el importe de los flujos de caja recibidos como el momento en que se producen) y MoIC (Multiple of Invested Capital: múltiplo sobre el capital invertido, calculado como el importe total recibido dividido entre la inversión inicial), por cada uno de los principales proveedores de capital: el banco que aporta el Long-Term Loan, el Debt Fund y el propio sponsor. Este análisis permite comprobar si el coste asumido por cada fuente de financiación resulta coherente con su nivel de riesgo y con la posición que ocupa dentro de la estructura de capital.

20.2.1 TIR y MoIC - LTL

rt:		Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
t:		Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
		Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Returns												
Units												
Long-Term Loan - MoM & IRR												
Units												
Issuance of Debt	k€				Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
Financing Fees	k€				(7,000,000)	-	-	-	-	-	-	-
Cash Interests	k€				140,000	-	-	-	-	-	-	-
Mandatory Payments	k€				-	417,083	341,250	265,417	189,583	113,750	37,917	0
Voluntary Payments	k€				-	1,166,667	1,166,667	1,166,667	1,166,667	1,166,667	1,166,667	-
Total Cash Flows	k€				(6,860,000)	1,583,750	1,507,917	1,432,083	1,356,250	1,280,417	1,204,583	0
Returns												
MOIC	x											1.2x
IRR	%											6.3%

El Long-Term Loan genera un retorno para la entidad financiera a partir de las comisiones iniciales, los intereses pagados en efectivo y las amortizaciones obligatorias realizadas durante el periodo.

En el modelo, este tramo alcanza un MOIC de 1,2x y una TIR del 6,3%. Se trata de un retorno moderado, coherente con un instrumento bancario de mayor prioridad de cobro y menor exposición al riesgo que el resto de fuentes de financiación.

20.2.2 TIR y MoIC – Debt Fund

rt:	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
s:	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
Debt Fund - MoM & IRR												
Units												
Issuance of Debt	k€				Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
Financing Fees	k€				(5,000,000)	-	-	-	-	-	-	-
Cash Interests	k€				210,000	-	-	-	-	-	-	-
Mandatory Payments	k€				-	610,500	631,868	653,983	676,872	700,563	414,582	118,593
Voluntary Payments	k€				-	-	-	-	-	-	6,000,000	-
Total Cash Flows	k€				(5,790,000)	610,500	631,868	653,983	676,872	700,563	6,414,582	118,593
Returns												
MOIC	x											1.7x
IRR	%											11.4%

El Debt Fund presenta un perfil de mayor riesgo que el Long-Term Loan y, por tanto, exige una rentabilidad superior. Su retorno procede de las comisiones iniciales, los intereses pagados en efectivo y la capitalización de los intereses PIK, que incrementan el saldo pendiente del tramo.

En este caso, el Debt Fund obtiene un MOIC de 1,7x y una TIR del 11,4%. Esta mayor rentabilidad refleja su posición menos protegida dentro de la estructura de capital y el mayor riesgo asociado a un instrumento de financiación alternativa.

Analizar este retorno resulta especialmente relevante para comprobar si el proyecto está recurriendo a una fuente de financiación excesivamente costosa. Si la TIR exigida por el Debt Fund fuera demasiado elevada en comparación con el retorno generado por el activo, podría reducir de forma significativa la rentabilidad disponible para el sponsor.

20.2.3 TIR y MoIC - Sponsor

IFI:	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
#:	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected

Sponsor - MoM & IRR		Units												
Exit Date	Date	2032												
Equity Value Sponsor	k€	-												
					10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222	24,057,222		
Initial Investment	k€	-												
Dividends	k€	-												
Equity at Exit	k€	-												
Total Cash Flows	k€	-												
					(8,362,000)	-	-	-	-	-	-	(0)	24,057,222	24,057,222

Returns		
MOIC	x	2.9x
IRR	%	16.3%

El retorno del sponsor se calcula a partir de la aportación inicial de equity y del valor recibido en el momento de la desinversión. En el escenario base, la salida se produce en 2032, cuando el Sponsor Equity Value alcanza aproximadamente 24,1 M€.

Frente a una inversión inicial de 8,36 M€, el sponsor obtiene un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%.

Este retorno refleja el valor creado durante el periodo de inversión mediante el crecimiento de la capacidad instalada, el aumento del EBITDA y la consolidación operativa del activo. A diferencia de los prestamistas, cuyo retorno está limitado por los intereses y las comisiones pactadas, el sponsor captura el valor residual una vez atendidas las obligaciones financieras y descontada la participación del management.

20.2.4 Lectura conjunta de los retornos

El análisis comparado permite comprobar que la estructura de capital mantiene una lógica coherente: el Long-Term Loan obtiene el retorno más reducido por su menor nivel de riesgo, el Debt Fund recibe una rentabilidad superior por asumir una posición más expuesta y el sponsor alcanza el mayor retorno potencial al asumir el riesgo residual del proyecto.

Calcular por separado la TIR y el MOIC de cada fuente de financiación resulta útil para evaluar si el coste de la deuda está justificado y si la estructura elegida permite mantener una rentabilidad atractiva para el inversor.

21. Split de retornos

Una vez calculado el valor atribuible al sponsor en cada uno de los años proyectados, el modelo analiza qué factores explican la rentabilidad obtenida durante el periodo de inversión. Para ello, se utiliza un Return Split, que descompone la creación de valor en las tres palancas habituales de una operación apalancada: crecimiento del EBITDA, desapalancamiento y expansión del múltiplo de salida.

ICAI	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32	
ICAI	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32	
CIHS	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
Return Split - Sponsor	Units											
					Entry	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Exit
EBITDA	€				1,700,000	1,895,944	2,268,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930	3,734,869
Entry Multiple	x				12.0x	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Exit Multiple	x				n.a.	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x	12.0x
Enterprise Value	€				20,400,000	22,751,328	27,221,659	34,711,913	39,535,143	41,824,457	43,415,165	44,818,426
Gross Debt	€				13,000,000	12,406,213	15,738,948	18,616,317	19,672,410	20,372,692	20,536,340	20,343,540
Cash	€				-	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Net Debt	€				13,000,000	11,906,213	15,238,948	18,116,317	19,172,410	19,872,692	20,036,340	19,843,540
(+) Fees	€				962,000	-	-	-	-	-	-	-
Equity	€				8,362,000	10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,362,733	21,951,765	23,378,824	24,974,885
Management Plan	€				-	-	-	-	(299,938)	(532,738)	(722,324)	(917,663)
Sponsor Equity	€				8,362,000	10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222
Reported Equity from SKU	€				-	-	-	-	-	-	-	-
Bridge												
Sponsor BoP		8,362,000				8,362,000	10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500
(-) Fees		(962,000)	(11.5%)	(6.1%)		(962,000)	-	-	-	-	-	-
(+) EBITDA Increase		24,418,426	292.0%	155.6%		2,351,328	4,470,331	7,490,293	4,832,230	2,289,314	1,990,708	1,403,261
(+) Deleverage		(6,843,540)	(81.8%)	(43.6%)		1,093,787	(3,332,736)	(2,877,369)	(1,056,093)	(700,282)	(163,649)	192,800
(+) Multiple Expansion		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
(-) Management Plan		(917,663)	(11.0%)	(5.8%)		-	-	-	(299,938)	(532,800)	(189,586)	(195,339)
Sponsor EoP		24,057,222	187.7%	100.0%		10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222

El punto de partida es la inversión inicial realizada por el sponsor, que asciende a 8,36 M€. A partir de este importe, el modelo identifica el efecto acumulado de cada una de las palancas de creación de valor hasta el momento de la desinversión.

La principal fuente de creación de valor procede del aumento del EBITDA. Durante el periodo analizado, el EBITDA pasa de 1,70 M€ en la entrada a aproximadamente 3,73 M€ en la salida. Manteniendo constante el múltiplo de valoración, esta mejora operativa incrementa el Enterprise Value desde 20,4 M€ hasta aproximadamente 44,8 M€. En términos acumulados, el crecimiento del EBITDA aporta alrededor de 24,4 M€ de valor adicional, importe equivalente al 292% de la inversión inicial realizada por el sponsor. De este modo, queda reflejado que la rentabilidad de la operación procede principalmente del crecimiento operativo del activo.

La segunda palanca habitual es el desapalancamiento. En una operación LBO convencional, la generación de caja permite reducir progresivamente la deuda y aumentar el valor correspondiente a los accionistas. Sin embargo, en este caso el efecto es negativo, ya que la deuda neta aumenta durante el periodo como consecuencia de las ampliaciones de capacidad realizadas. El incremento de deuda reduce el valor atribuible al sponsor en aproximadamente 6,8 M€.

La tercera palanca es la expansión del múltiplo. En el escenario base no se genera valor por esta vía, ya que se aplica un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA, idéntico al múltiplo de entrada. Como se ha explicado anteriormente, esta hipótesis busca mantener un enfoque conservador y evitar que la rentabilidad dependa de vender el activo a una valoración más exigente.

Además de estas tres palancas, el modelo descuenta los costes asociados a la transacción y el incentivo correspondiente al Management Plan. En la salida, la participación del equipo directivo reduce el valor atribuible al sponsor en aproximadamente 0,92 M€.

Como resultado, el Sponsor Equity Value alcanza aproximadamente 24,1 M€ en 2032, frente a una inversión inicial de 8,36 M€.

IT:	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	Jan-32
£:	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	Dec-32
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected
Reported Equity from S&U	k€										
Bridge											
Sponsor BoP	8,362,000				8,362,000	10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500
(-) Fees	(962,000)	(11.5%)	(6.1%)		(962,000)	-	-	-	-	-	-
(+) EBITDA Increase	24,418,426	292.0%	155.6%		2,351,328	4,470,331	7,490,253	4,823,230	2,289,314	1,590,708	1,403,261
(+) Deleverage	(6,843,540)	(81.8%)	(43.6%)		1,093,787	(3,332,736)	(2,877,369)	(1,056,093)	(700,282)	(163,649)	192,800
(+) Multiple Expansion	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
(-) Management Plan	(917,663)	(11.0%)	(5.8%)		-	-	-	(299,938)	(232,800)	(189,586)	(195,339)
Sponsor EoP	24,057,222	187.7%	100.0%		10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222
(+) Dividends	-	-	-		-	-	-	-	0	-	-
Total Value from Investment	40,714,444	386.9%	206.1%		10,845,115	11,982,711	16,595,595	20,062,795	21,419,027	22,656,500	24,057,222
Check											
Bridge - Split Return	Acum										
Total MoM	x 2.88x										
Sponsor BoP	1.0x	1.3x	1.4x	2.0x	2.4x	2.6x	2.7x	2.7x	2.7x	2.7x	2.7x
(-) Fees	-	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)
(+) EBITDA Increase	0.3x	0.3x	0.3x	0.6x	0.6x	0.3x	0.2x	0.2x	0.2x	0.2x	0.2x
(+) Deleverage	0.1x	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0x
(+) Multiple Expansion	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)
(-) Management Plan	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Dividends	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)	(0.0x)
Sponsor EoP	1.3x	1.4x	2.0x	2.4x	2.6x	2.7x	2.7x	2.7x	2.7x	2.7x	2.9x

La segunda tabla presenta la misma evolución expresada en términos de múltiplo sobre el capital invertido. De esta forma, permite observar cómo aumenta el retorno potencial del sponsor en función del año en el que se produzca la desinversión.

El MOIC pasa de aproximadamente 1,3x en 2026 a 2,9x en 2032. La mayor parte de este crecimiento procede del aumento del EBITDA, mientras que el efecto del desapalancamiento es reducido o negativo debido al incremento de la deuda utilizada para financiar las ampliaciones de capacidad. La expansión del múltiplo tampoco aporta valor en el escenario base, ya que el múltiplo de entrada y el de salida se mantienen constantes.

La lectura conjunta de ambas tablas permite concluir que la rentabilidad del sponsor no depende de una mejora artificial de la valoración del activo ni de una reducción de deuda, sino principalmente del crecimiento operativo del proyecto. El inversor adquiere inicialmente una instalación de menor escala y, tras ejecutar las ampliaciones previstas, vende un activo con mayor capacidad instalada, mayores ingresos y un EBITDA significativamente superior.

22. Análisis de sensibilidad

Una vez calculados los retornos del escenario base, se realiza un análisis de sensibilidades con el objetivo de evaluar cómo varían el MOIC y la TIR del sponsor ante cambios en las principales hipótesis del modelo.

Este análisis resulta especialmente relevante en este tipo de proyectos, ya que la rentabilidad depende de variables sujetas a incertidumbre, como el precio de adquisición, el momento de salida, el múltiplo aplicado en la desinversión o el porcentaje reservado al equipo directivo.

Las tablas de sensibilidad permiten comprobar si la inversión mantiene retornos atractivos en escenarios menos favorables y, al mismo tiempo, identificar qué variables tienen mayor impacto sobre la creación de valor. En todas ellas, el escenario base aparece resaltado.

22.1 Sensibilidad EBITDA de entrada × Múltiplo EBITDA de entrada

Entry EBITDA & Entry Multiple

2.9x	13.0x	12.5x	12.0x	11.5x	11.0x
2,100,000	1.6x	1.7x	1.8x	2.0x	2.2x
1,900,000	1.9x	2.0x	2.2x	2.4x	2.7x
1,700,000	2.4x	2.6x	2.9x	3.2x	3.6x
1,500,000	3.2x	3.6x	4.1x	4.7x	5.5x
1,300,000	5.1x	5.9x	7.0x	8.8x	11.6x
16.3%	13.0x	12.5x	12.0x	11.5x	11.0x
2,100,000	6.5%	7.6%	8.8%	10.1%	11.6%
1,900,000	9.4%	10.7%	12.1%	13.6%	15.3%
1,700,000	13.2%	14.6%	16.3%	18.1%	20.2%
1,500,000	18.2%	20.1%	22.2%	24.7%	27.7%
1,300,000	26.0%	28.8%	32.1%	36.3%	41.8%

La primera sensibilidad analiza el impacto conjunto del EBITDA de entrada y del múltiplo pagado en la adquisición.

El escenario base parte de un EBITDA inicial de 1,70 M€, que se ha considerado como un EBITDA normalizado del activo. Para determinarlo, se ha tenido en cuenta la evolución histórica del resultado operativo, que aumenta progresivamente desde aproximadamente 1,45 M€ en 2022 hasta 1,80 M€ en 2025. En lugar de utilizar directamente el valor más elevado del último ejercicio, se adopta una cifra representativa de la capacidad recurrente de generación de EBITDA del proyecto. Este enfoque permite evitar una valoración de entrada excesivamente dependiente de un único año y mantener una hipótesis prudente para el análisis de la operación. Además, se ha empleado un múltiplo de entrada de 12,0x, que busca reflejar un precio razonable para un activo energético con capacidad operativa demostrada, flujos recurrentes y potencial de crecimiento mediante ampliaciones futuras. Al mismo

tiempo, se adopta un enfoque prudente, ya que el mismo múltiplo se mantiene en la salida y no se presupone una expansión de valoración para justificar la rentabilidad del sponsor. De este modo, la creación de valor del escenario base procede principalmente del crecimiento operativo del activo y no de asumir una venta futura a un múltiplo superior, dando lugar a un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%.

La tabla muestra que cuanto menor sea el múltiplo pagado en la entrada, mayor será la rentabilidad obtenida por el sponsor, ya que el precio de adquisición inicial será inferior. Del mismo modo, para un mismo múltiplo de entrada, un EBITDA inicial más reducido también mejora los retornos si se mantiene el crecimiento operativo previsto durante el periodo de inversión.

Por el contrario, pagar un precio de entrada elevado reduce de forma significativa la rentabilidad. Por ejemplo, con un EBITDA inicial de 2,10 M€ y un múltiplo de 13,0x, la TIR disminuiría hasta aproximadamente el 6,5%. En cambio, en un escenario más favorable, con un EBITDA inicial de 1,30 M€ y un múltiplo de 11,0x, la TIR podría superar el 40%.

Esta sensibilidad permite evaluar hasta qué punto el precio pagado en la adquisición condiciona el retorno final de la operación.

22.2 Sensibilidad Año salida × Múltiplo EBITDA de salida

Exit Year & Exit Multiple

2.9x	11.0x	11.5x	12.0x	12.5x	13.0x
2028	1.6x	1.8x	2.0x	2.2x	2.3x
2029	2.0x	2.2x	2.4x	2.6x	2.8x
2030	2.2x	2.4x	2.6x	2.8x	3.0x
2031	2.3x	2.5x	2.7x	2.9x	3.1x
2032	2.4x	2.7x	2.9x	3.1x	3.3x

16.3%	11.0x	11.5x	12.0x	12.5x	13.0x
2028	17.9%	21.9%	25.6%	29.2%	32.5%
2029	19.1%	21.8%	24.4%	26.9%	29.2%
2030	16.6%	18.7%	20.7%	22.5%	24.3%
2031	14.8%	16.5%	18.1%	19.5%	20.9%
2032	13.6%	15.0%	16.3%	17.5%	18.6%

La segunda sensibilidad analiza el efecto del año de salida y del múltiplo aplicado en la desinversión.

En el escenario base, la venta se produce en 2032 aplicando un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA, lo que da lugar nuevamente a un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%.

La tabla muestra que retrasar la venta aumenta el MOIC, ya que el activo dispone de más tiempo para crecer y generar mayor EBITDA. Sin embargo, la TIR no necesariamente mejora, ya que también aumenta el periodo durante el cual permanece invertido el capital del sponsor.

Por ejemplo, una salida en 2028 a 12,0x generaría un MOIC aproximado de 2,0x, pero una TIR del 25,6%, superior a la del escenario base debido a la menor duración de la inversión. Por el contrario, esperar hasta 2032 incrementa el valor absoluto recibido y el MOIC, aunque reduce la rentabilidad anual equivalente.

El múltiplo de salida también tiene un impacto relevante. Si el activo se vendiera en 2032 a 11,0x, la TIR se reduciría hasta aproximadamente el 13,6%. En cambio, una venta a 13,0x elevaría la TIR hasta cerca del 18,6%.

Esta sensibilidad permite comparar distintas estrategias de desinversión y evaluar el equilibrio entre maximizar el valor total recibido y optimizar la rentabilidad anual del sponsor.

22.3 Sensibilidad MIP × Múltiplo EBITDA de salida

Management Incentive Plan & Exit Multiple						
	2.9x	11.0x	11.5x	12.0x	12.5x	13.0x
15%		2.4x	2.6x	2.8x	3.0x	3.2x
13%		2.4x	2.6x	2.8x	3.1x	3.3x
10%		2.4x	2.7x	2.9x	3.1x	3.3x
8%		2.5x	2.7x	2.9x	3.1x	3.3x
5%		2.5x	2.7x	2.9x	3.2x	3.4x
	16.3%	11.0x	11.5x	12.0x	12.5x	13.0x
15%		13.3%	14.7%	16.0%	17.2%	18.3%
13%		13.5%	14.8%	16.1%	17.3%	18.5%
10%		13.6%	15.0%	16.3%	17.5%	18.6%
8%		13.8%	15.2%	16.4%	17.6%	18.8%
5%		13.9%	15.3%	16.6%	17.8%	18.9%

La tercera sensibilidad estudia el impacto conjunto del Management Incentive Plan y del múltiplo de salida.

El escenario base asume un incentivo máximo para el equipo directivo del 10,0% y un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA, resultando en un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%.

Como era de esperar, cuanto mayor sea el porcentaje atribuido al management, menor será el retorno disponible para el sponsor. No obstante, el impacto es relativamente moderado en

comparación con otras variables, ya que el incentivo solo afecta a una parte del valor generado.

Por ejemplo, manteniendo un múltiplo de salida de 12,0x, reducir el incentivo máximo del management desde el 10,0% hasta el 5,0% incrementaría la TIR desde el 16,3% hasta aproximadamente el 16,6%. En sentido contrario, aumentarlo hasta el 15,0% reduciría la TIR hasta alrededor del 16,0%.

La sensibilidad muestra, por tanto, que el Management Incentive Plan tiene un impacto limitado sobre la rentabilidad global, pero continúa siendo una herramienta relevante para alinear los intereses del equipo gestor con los del sponsor.

22.4 Conclusión del análisis de sensibilidades

En conjunto, las sensibilidades permiten observar que las variables con mayor impacto sobre el retorno del sponsor son el precio de entrada, el momento de salida y el múltiplo aplicado en la desinversión.

El escenario base presenta una rentabilidad atractiva, con un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%, sin depender de una expansión del múltiplo de salida. Además, el modelo mantiene retornos positivos en escenarios menos favorables, lo que aporta mayor solidez al análisis de viabilidad de la operación.

23 Oportunidades de mejora

Además del escenario base analizado, existen distintas palancas que podrían mejorar la rentabilidad del sponsor y reforzar la solidez financiera del proyecto:

- Refinanciación intermedia del Debt Fund: una vez que el activo haya alcanzado una mayor escala operativa y presente un EBITDA más consolidado, podría plantearse la sustitución parcial o total del Debt Fund por financiación bancaria más barata. Esta operación permitiría reducir el coste medio de la deuda, limitar la acumulación de intereses PIK y mejorar la generación de caja disponible para el sponsor
- Add-on acquisitions: la adquisición de activos complementarios o de proyectos adicionales de menor tamaño podría permitir generar economías de escala y aumentar el EBITDA del grupo. Además, si estas adquisiciones se realizan a múltiplos inferiores al aplicado en la salida, podría capturarse un arbitraje de múltiplos y acelerar la creación de valor
- Dividendos intermedios (Dividend Recap): si el activo genera caja por encima de lo previsto o si el desapalancamiento avanza con mayor rapidez, el sponsor podría plantear una recapitalización mediante dividendos. Esta opción permitiría recuperar parte del capital invertido antes de la desinversión final, mejorando el retorno acumulado y reduciendo el riesgo asumido durante el resto del periodo
- Salida estratégica a un comprador industrial: la venta a una utility, un operador energético o una compañía con una cartera complementaria podría permitir capturar una prima frente a una desinversión puramente financiera. Un comprador industrial podría valorar no solo el EBITDA del activo, sino también las sinergias operativas, la posición de mercado, la capacidad instalada y el acceso a red

24 Comprobación final

Item	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26	Jan-27	Jan-28	Jan-29	Jan-30	Jan-31	
	Dec-22	Dec-23	Dec-24	Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31	
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	
	Historical	Historical	Historical	Historical	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	Projected	
Financial Summary					Dec-25	Dec-26	Dec-27	Dec-28	Dec-29	Dec-30	Dec-31
(+) Revenues	€K				2,894,240	3,057,764	3,672,824	4,727,725	5,312,474	6,015,525	6,439,440
% Revenue YoY	%				n.a.	5.0%	20.1%	28.7%	16.6%	9.1%	7.0%
(+) EBITDA	€K				1,803,480	1,895,944	2,288,472	2,892,659	3,294,595	3,485,371	3,617,930
% EBITDA Margin	%				62.2%	62.0%	61.8%	61.2%	59.8%	57.9%	56.2%
(-) Taxes	€K				-	-	-	-	-	-	(79,927)
% EBITDA	%				-	-	-	-	-	-	(2.2%)
(+/-) Working Capital	€K					(56,408)	(218,064)	(370,721)	(265,748)	(143,349)	(102,097)
(-) Sales	%					(1.8%)	(5.9%)	(7.8%)	(4.8%)	(2.4%)	(1.6%)
(-) CapEx	€K					-	(4,060,000)	(3,960,000)	(2,560,000)	(2,480,000)	(2,400,000)
% Sales	%					-	(212.1%)	(103.8%)	(166.4%)	(141.2%)	(137.3%)
Unl. Free-Cash Flow	€K				1,839,536	(2,029,592)	(1,438,061)	468,847	862,022	1,035,906	
(-) Interest Expense	€K				(1,035,748)	(1,085,793)	(1,214,351)	(1,292,109)	(1,321,224)	(1,160,140)	
Levered Free Cash Flow	€K				803,787	(3,115,386)	(2,652,412)	(823,262)	(459,302)	(124,234)	
(-) Dividends	€K				-	-	-	-	-	(0)	
Cash Variation	€K				803,787	(3,115,386)	(2,652,412)	(823,262)	(459,302)	(124,234)	
(+) PIK Interest	€K				210,000	217,350	224,957	232,831	240,980	39,414	
Change in Net Debt	€K				(593,787)	3,332,736	2,677,369	1,056,093	700,282	163,649	
					Entry						
Gross Debt	€K				13,000,000	12,406,213	15,738,948	18,616,317	19,672,410	20,372,692	20,536,340
Cash	€K				500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Net Debt	€K				12,500,000	11,906,213	15,238,948	18,116,317	19,172,410	19,872,692	20,036,340
Check Net Debt & Cash	€K				-	-	-	-	-	-	-

Como cierre del modelo financiero, se incorpora una comprobación destinada a verificar que la evolución de la deuda neta es coherente con los flujos de caja generados en cada ejercicio.

En primer lugar, se calcula el Cash Variation a partir del Levered Free Cash Flow, una vez considerados los intereses pagados en efectivo, las amortizaciones obligatorias y, en su caso, los dividendos distribuidos. Cuando esta variación es positiva, el proyecto genera caja y reduce sus necesidades de financiación. Por el contrario, cuando es negativa, el déficit debe cubrirse mediante un incremento de deuda.

A continuación, se incorporan los intereses PIK, ya que no generan una salida inmediata de caja, pero sí aumentan el saldo pendiente de deuda. De este modo, la variación de la deuda neta se obtiene teniendo en cuenta tanto el impacto de la caja generada o consumida como la capitalización de dichos intereses.

Finalmente, se compara esta variación calculada con la diferencia entre la deuda neta al cierre del ejercicio y la deuda neta del periodo anterior. La deuda neta se obtiene restando la caja disponible a la deuda bruta total.

La línea Check Net Debt & Cash debe ser igual a cero en todos los ejercicios. Como puede observarse en la imagen, esta comprobación cuadra correctamente cada año en el modelo, lo que confirma que la evolución de la deuda, la caja y los flujos financieros se encuentra correctamente integrada.

CONCLUSIÓN

Resumen Ejecutivo

El análisis realizado concluye que la adquisición en 2025 de un sistema BESS stand-alone ya operativo, su expansión progresiva y su posterior venta en 2032 constituye una oportunidad de inversión atractiva bajo las hipótesis planteadas. El activo parte de una capacidad instalada de 10 MW y 40 MWh, que aumenta hasta 24 MW y 96 MWh al final del periodo. Este crecimiento permite elevar el EBITDA desde aproximadamente 1,90 M€ en 2026 hasta 3,73 M€ en 2032.

En el escenario base, la operación genera para el sponsor un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%. La principal fuente de creación de valor es el crecimiento operativo del activo, y no una expansión del múltiplo de salida ni una reducción artificial de deuda. De hecho, el modelo mantiene constante el múltiplo de entrada y de salida en 12,0x EBITDA, lo que refuerza el carácter prudente del análisis.

Por tanto, la recomendación es favorable, aunque condicionada a la correcta ejecución del plan de ampliaciones, al control del endeudamiento y a la evolución de los ingresos del mercado eléctrico. La operación resulta viable siempre que el activo mantenga una capacidad suficiente para generar EBITDA, se gestionen adecuadamente las necesidades de financiación y se preserve la flexibilidad necesaria para afrontar posibles desviaciones durante el periodo de inversión.

Desarrollo de la conclusión

El análisis desarrollado en este proyecto permite concluir que la adquisición, expansión y posterior venta de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías puede constituir una oportunidad de inversión atractiva, siempre que exista una base operativa suficientemente consolidada y que el crecimiento futuro se ejecute de forma disciplinada.

El modelo se estructura desde la perspectiva de un sponsor financiero que adquiere en 2025 el 100% de una compañía propietaria de un sistema de almacenamiento mediante baterías ya operativo. Durante los ejercicios comprendidos entre 2026 y 2032, el inversor mantiene el activo en cartera, acomete sucesivas ampliaciones de capacidad y gestiona su estructura financiera. Finalmente, al cierre de 2032, se plantea la venta de la compañía a un nuevo inversor. Por tanto, el objetivo del análisis no consiste únicamente en determinar si una batería puede generar ingresos operativos suficientes, sino en evaluar si resulta posible adquirir un activo existente, hacerlo crecer y venderlo posteriormente con una rentabilidad adecuada.

Este planteamiento diferencia el caso estudiado de un proyecto greenfield desarrollado desde cero. En el momento de la adquisición, la compañía ya dispone de un historial operativo comprendido entre 2022 y 2025, lo que permite analizar su comportamiento real antes de proyectar su evolución futura. El sponsor no asume inicialmente el riesgo completo de puesta en marcha de una instalación nueva, sino que adquiere un activo que ya ha demostrado su capacidad para operar y generar resultados.

La compañía adquirida cuenta en 2025 con una capacidad instalada de 10 MW y una duración de descarga de 4 horas, equivalente a una capacidad energética total de 40 MWh. Durante los años históricos, el activo presenta una evolución favorable: aumenta el número de ciclos realizados, mejora su disponibilidad técnica y crecen progresivamente sus ingresos. En 2025, último ejercicio cerrado antes de la adquisición, la compañía alcanza unos ingresos aproximados de 2,89 M€ y un EBITDA cercano a 1,80 M€, con un margen EBITDA del 62,3%.

Estas cifras reflejan una base operativa atractiva para una transacción apalancada. La estabilidad de los márgenes, la recurrencia de los ingresos y la experiencia acumulada durante los primeros años de funcionamiento reducen parcialmente el riesgo de inversión. Asimismo, la compañía presenta una posición financiera favorable antes de la compra: la

deuda preexistente es moderada y existe una caja disponible superior a la estrictamente necesaria para garantizar la continuidad operativa del activo.

La adquisición se produce al cierre de 2025. Para valorar la compañía se utiliza un EBITDA normalizado de 1,70 M€, ligeramente inferior al EBITDA registrado en el último ejercicio histórico. La utilización de una cifra normalizada responde a un criterio de prudencia: en lugar de asumir directamente el resultado más elevado observado, se adopta una referencia representativa de la capacidad recurrente de generación de EBITDA del activo.

Sobre esta base se aplica un múltiplo de entrada de 12,0x EBITDA, obteniéndose un Enterprise Value de 20,40 M€. Tras realizar los ajustes correspondientes por deuda preexistente, otros pasivos financieros, caja disponible y caja mínima operativa, el precio de compra del equity asciende aproximadamente a 19,01 M€.

La operación se financia mediante una combinación de equity aportado por el sponsor, deuda bancaria, deuda privada y caja excedentaria de la propia compañía. En concreto, el sponsor aporta aproximadamente 8,36 M€ de capital. A ello se añaden un Long-Term Loan bancario de 7,0 M€, un Debt Fund de 6,0 M€ y el uso de aproximadamente 2,51 M€ de caja excedentaria existente en la compañía adquirida.

Esta estructura permite equilibrar coste y flexibilidad. El Long-Term Loan representa el tramo bancario principal y presenta un coste inferior, aunque también exige amortizaciones obligatorias anuales. El Debt Fund resulta más caro, pero aporta una mayor flexibilidad financiera, ya que permite diferir parte de su remuneración mediante intereses PIK. Estos intereses no generan una salida inmediata de caja, sino que se capitalizan y aumentan temporalmente el saldo pendiente. La combinación de ambos instrumentos permite completar la financiación de la compra sin exigir una aportación excesiva de equity por parte del sponsor.

Una vez ejecutada la adquisición en 2025, el modelo proyecta la evolución de la compañía entre 2026 y 2032. La principal palanca de creación de valor es el plan de crecimiento

orgánico. La capacidad instalada aumenta progresivamente desde los 10 MW iniciales hasta alcanzar 24 MW en 2032. Dado que la duración del sistema se mantiene constante en 4 horas, la capacidad energética total pasa de 40 MWh a 96 MWh.

La expansión se ejecuta mediante ampliaciones sucesivas desde 2027. Estas inversiones requieren un CapEx acumulado aproximado de 17,80 M€ durante el periodo proyectado. No obstante, el modelo incorpora una disminución progresiva del coste unitario de los battery packs, coherente con la mejora tecnológica, el aprendizaje industrial y las economías de escala esperadas en el sector.

El aumento de capacidad se traduce en un crecimiento significativo de la actividad. La energía descargada pasa de aproximadamente 12.028 MWh en 2026 a 28.115 MWh en 2032. Durante el mismo periodo, los ingresos aumentan desde aproximadamente 3,06 M€ hasta 6,85 M€. El EBITDA crece desde 1,90 M€ en 2026 hasta aproximadamente 3,73 M€ en 2032, lo que supone prácticamente duplicar la capacidad de generación de resultados del activo durante el periodo de tenencia del sponsor.

La evolución de los márgenes debe analizarse con prudencia. Aunque el EBITDA aumenta en términos absolutos, el margen EBITDA se reduce progresivamente desde el 62,0% en 2026 hasta aproximadamente el 54,5% en 2032. Esta disminución responde a hipótesis deliberadamente conservadoras: los precios unitarios asociados a determinadas fuentes de ingresos se moderan en los últimos ejercicios, los costes operativos aumentan con la capacidad instalada y los peajes de red presentan una evolución creciente.

Esta compresión no invalida la viabilidad del proyecto. El margen final continúa siendo elevado y la mejora del volumen operado compensa la reducción de rentabilidad unitaria. En otras palabras, el activo sacrifica parcialmente margen porcentual a cambio de alcanzar una escala significativamente superior.

La deuda también presenta una evolución particular. La deuda bruta aumenta desde aproximadamente 12,41 M€ en 2026 hasta 20,34 M€ en 2032. En una lectura aislada, este

incremento podría interpretarse como un deterioro del perfil financiero de la compañía. Sin embargo, en el caso analizado, la deuda adicional no se utiliza para cubrir pérdidas operativas estructurales, sino para financiar el crecimiento de la capacidad instalada.

Por este motivo, la deuda debe analizarse conjuntamente con la evolución del EBITDA. El ratio Gross Debt / EBITDA disminuye desde aproximadamente 6,5x en 2026 hasta 5,4x en 2032. Aunque la deuda absoluta aumenta, la capacidad relativa del activo para soportarla mejora. La compañía vendida en 2032 no es la misma que fue adquirida en 2025: presenta una dimensión superior, una mayor capacidad instalada, un EBITDA más elevado y un historial de operación más consolidado.

Este punto resulta esencial para interpretar correctamente el modelo. En una operación LBO tradicional, una parte importante del valor suele generarse mediante la reducción progresiva de deuda. En este caso, el modelo sigue una lógica diferente. El sponsor utiliza el periodo de tenencia para desarrollar una plataforma de mayor escala, financiando parte de su crecimiento mediante deuda. La rentabilidad no procede principalmente del desapalancamiento, sino de la expansión operativa del negocio.

El Return Split permite cuantificar este efecto. El crecimiento del EBITDA aporta aproximadamente 24,42 M€ de valor adicional, equivalentes al 292% de la inversión inicial realizada por el sponsor. El incremento de deuda neta, por el contrario, reduce el valor atribuible al accionista en aproximadamente 6,84 M€. La expansión del múltiplo no genera valor adicional en el escenario base, ya que el múltiplo de salida se mantiene constante en 12,0x EBITDA, coincidiendo con el múltiplo aplicado en la entrada.

La decisión de utilizar el mismo múltiplo en la compra de 2025 y en la venta de 2032 responde a un criterio conservador. El modelo no necesita asumir que el mercado pagará una valoración más elevada para justificar la rentabilidad de la operación. La creación de valor procede esencialmente de la mejora operativa del activo. No obstante, una expansión moderada del múltiplo podría resultar razonable en un escenario favorable, dado que el

comprador de 2032 recibiría un proyecto de mayor tamaño, con una trayectoria operativa más extensa y una capacidad superior para generar EBITDA.

En el escenario base, el Enterprise Value aumenta desde 20,40 M€ en el momento de la adquisición hasta aproximadamente 44,82 M€ en 2032. Una vez deducida la deuda neta pendiente y descontado el incentivo correspondiente al Management Incentive Plan, el Sponsor Equity Value asciende aproximadamente a 24,06 M€ en el momento de la venta.

Frente a una inversión inicial de 8,36 M€, el sponsor obtiene un MOIC de 2,9x y una TIR del 16,3%. Estos retornos pueden considerarse atractivos para una inversión de estas características, especialmente porque el escenario base no incorpora dividendos intermedios ni una expansión del múltiplo de salida.

El modelo permite analizar también la remuneración obtenida por cada proveedor de capital. El Long-Term Loan alcanza un MOIC de 1,2x y una TIR del 6,3%, coherentes con su posición prioritaria y su menor exposición al riesgo. El Debt Fund obtiene un MOIC de 1,7x y una TIR del 11,4%, superiores a los del tramo bancario debido a su mayor flexibilidad y a su posición más expuesta dentro de la estructura de capital. El sponsor recibe el retorno más elevado porque asume el riesgo residual: únicamente captura valor una vez atendidas las obligaciones financieras y descontada la participación del equipo directivo.

El análisis de sensibilidades confirma que las variables con mayor impacto sobre la rentabilidad son el precio pagado en la adquisición, el momento de salida y el múltiplo aplicado en la desinversión. Una salida más temprana puede elevar la TIR debido a la menor duración de la inversión, aunque limita el MOIC porque reduce el tiempo disponible para completar el crecimiento del activo. En cambio, mantener la inversión hasta 2032 permite maximizar el valor total recibido por el sponsor.

En el escenario base, la venta se realiza al final de 2032 aplicando un múltiplo de salida de 12,0x EBITDA. Si el múltiplo disminuyera hasta 11,0x, la TIR se reduciría aproximadamente hasta el 13,6%. Por el contrario, una venta a 13,0x EBITDA elevaría la

TIR hasta alrededor del 18,6%. Por tanto, aunque el proyecto conserva retornos positivos en escenarios menos favorables, la valoración final continúa siendo una variable relevante.

El Management Incentive Plan presenta un impacto más limitado sobre el resultado global. Su finalidad es alinear los intereses del equipo directivo con los del sponsor mediante una participación creciente vinculada al EBITDA alcanzado. En el escenario base, el management recibe aproximadamente 0,92 M€ en el momento de la salida. Esta retribución reduce moderadamente el valor disponible para el sponsor, pero incentiva al equipo gestor a ejecutar correctamente el plan de crecimiento.

El análisis realizado también permite identificar diversos riesgos. El primero es el riesgo de ejecución del plan de ampliaciones. La rentabilidad depende de que la nueva capacidad se incorpore dentro de los plazos previstos, con costes razonables y sin perjudicar la operación del activo existente. Retrasos regulatorios, dificultades en la conexión a red, problemas de aprovisionamiento o desviaciones en el CapEx podrían afectar a los resultados.

El segundo riesgo es comercial. La rentabilidad de un sistema de almacenamiento independiente depende de su capacidad para capturar ingresos en diferentes mercados. El modelo contempla arbitraje energético, servicios auxiliares y pagos por capacidad, pero asume una moderación gradual de determinados ingresos unitarios a medida que aumenta la competencia. La estrategia operativa deberá adaptarse continuamente a las condiciones del mercado para preservar los márgenes.

El tercer riesgo es financiero. La RCF absorbe una parte relevante de las necesidades de liquidez derivadas de las ampliaciones, mientras que los intereses PIK del Debt Fund aumentan temporalmente el saldo pendiente. Aunque el ratio Gross Debt / EBITDA mejora al final del periodo, la deuda debe gestionarse activamente. Una refinanciación intermedia del Debt Fund o de parte de la RCF podría reducir el coste financiero, limitar la acumulación de intereses y reforzar la estructura de capital antes de la venta.

El modelo no incorpora estas mejoras en el escenario base, pero identifica varias oportunidades adicionales. Entre ellas destacan la refinanciación de la deuda una vez consolidado el crecimiento del activo, la realización de adquisiciones complementarias para generar economías de escala, el reparto de dividendos intermedios si la generación de caja supera las previsiones y una eventual venta a un comprador industrial capaz de valorar las sinergias asociadas a la capacidad instalada, el acceso a red y la experiencia operativa acumulada.

Desde el punto de vista metodológico, el modelo construido integra la cuenta de resultados, el balance, el estado de flujos de caja, la cascada de deuda, los incentivos del equipo gestor y el cálculo de retornos. Las comprobaciones finales muestran que el balance cuadra correctamente y que la evolución de la deuda neta coincide con los flujos de caja proyectados. Esta consistencia interna permite verificar que los resultados obtenidos derivan de una arquitectura financiera coherente y trazable.

En definitiva, la operación analizada puede resumirse como la adquisición en 2025 de un activo operativo y relativamente maduro, su transformación mediante un plan de expansión entre 2026 y 2032 y su venta al final de dicho periodo como una plataforma de almacenamiento de mayor escala.

El sponsor adquiere inicialmente una compañía con 10 MW de capacidad y un EBITDA normalizado de 1,70 M€. Siete años después, vende un activo con 24 MW de capacidad y un EBITDA aproximado de 3,73 M€. La creación de valor procede fundamentalmente del crecimiento real del negocio y no de asumir una reducción artificial de deuda ni una mejora del múltiplo de valoración.

Bajo las hipótesis adoptadas, el proyecto resulta viable y atractivo para el sponsor. No obstante, esta conclusión debe entenderse de forma condicionada: la rentabilidad depende de la correcta ejecución de las ampliaciones, de la capacidad para gestionar el endeudamiento y de la adaptación de la estrategia operativa a la evolución del mercado eléctrico. Si estas condiciones se cumplen, la compañía llegará a 2032 con un mayor tamaño,

una posición operativa más consolidada y un perfil suficientemente atractivo para facilitar su venta a un nuevo inversor.

REFERENCIAS

- [1] MITECO, “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023–2030”, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, septiembre de 2024.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf
- [2] European Commission, “REPowerEU”.
https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_en
- [3] European Union, “Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity”, EUR-Lex.
<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
- [4] European Union, “Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market for electricity”, EUR-Lex.
<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
- [5] BOE, “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico”.
<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- [6] BOE, “Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética”.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-8447>
- [7] BOE, “Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica”.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-17278>
- [8] CNMC, “Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad”.
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-1066>
- [9] CNMC, “Energía”, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
<https://www.cnmc.es/sectores-que-regulamos/energia>
- [10] OMIE, “Precio del mercado diario”, Operador del Mercado Ibérico de Energía.
<https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price>

- [11] OMIE, “Acceso a ficheros”, Operador del Mercado Ibérico de Energía.
<https://www.omie.es/es/file-access-list>
- [12] Red Eléctrica, “eSIOS: Sistema de Información del Operador del Sistema”.
<https://www.esios.ree.es/es>
- [13] Red Eléctrica, “API eSIOS Documentation”.
<https://api.esios.ree.es/>
- [14] MIBEL, “Mercado Ibérico de Electricidad”.
<https://www.mibel.com/>
- [15] OMIP, “Operador do Mercado Ibérico de Energia”.
<https://www.omip.pt/en/>
- [16] ENTSO-E, “Transparency Platform”.
<https://transparency.entsoe.eu/>
- [17] ENTSO-E, “Electricity Balancing”.
https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/
- [18] International Energy Agency, “Batteries and Secure Energy Transitions”, World Energy Outlook Special Report.
<https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>
- [19] International Energy Agency, “Grid-scale storage”.
<https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- [20] IRENA, “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”, International Renewable Energy Agency.
<https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- [21] BloombergNEF, “Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour”, 2024.
<https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>
- [22] Lazard, “Levelized Cost of Energy+ (LCOE+)”.
<https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>

- [23] Energy Storage Europe, “EMMES 8.0 – European Market Monitor on Energy Storage”, marzo de 2024.
<https://energystorageeurope.eu/publication/emmes-8-0-march-2024/>
- [24] Energy Storage Europe, “Energy Storage Technologies”.
<https://energystorageeurope.eu/facts-and-figures/technologies/>
- [25] Australian Renewable Energy Agency, “Hornsedale Power Reserve Upgrade”.
<https://arena.gov.au/projects/hornsedale-power-reserve-upgrade/>
- [26] Lotfi, H., Majzoobi, A., Khodaei, A., Bahramirad, S. y Paaso, A., “Levelized Cost of Energy Calculation for Energy Storage Systems”, 2016.
<https://arxiv.org/abs/1610.07289>
- [27] Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A. y Staffell, I., “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies”, Joule, vol. 3, pp. 81–100, 2019.
<https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008>
- [28] EY España.
[España eleva sus objetivos de almacenamiento a 2030 a 22,5 GW según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\) | EY - España](#)
- [29] Pv magazine Latin America.
[Los precios de las baterías de ion-litio caen a 108 dólares/kWh, y el almacenamiento estacionario se convierte en el segmento de menor precio – pv magazine Latin America](#)
- [30] Joint Research Centre (JRC).
[JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission](#)
- [31] European Commission, “REPowerEU: una energía asequible, segura y sostenible para Europa,” European Commission.
[REPowerEU](#)
- [32] BloombergNEF.
[Lithium-Ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \\$139/kWh | BloombergNEF](#)

- [33] Energy Storage Europe, “EMMES 8.0 – European Market Monitor on Energy Storage,” marzo de 2024.

[EMMES 8.0 - March 2024 | Energy Storage Europe | The Unified Voice of Energy Storage](#)

ANEXO 1: ODS

El presente proyecto contribuye al cumplimiento de varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por Naciones Unidas en el marco de la Agenda 2030. El análisis realizado se centra en la viabilidad técnico-económica de la adquisición, expansión y posterior venta de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías en configuración stand-alone.

Aunque el activo analizado no genera electricidad por sí mismo, desempeña una función relevante dentro del sistema eléctrico, ya que permite almacenar energía en periodos de menor precio o elevada disponibilidad y desplazarla hacia momentos en los que su valor o su necesidad son superiores. Esta capacidad contribuye a mejorar la flexibilidad de la red, facilitar la integración de energías renovables y optimizar el uso de la infraestructura eléctrica existente.

Los principales Objetivos de Desarrollo Sostenible con los que se alinea el proyecto son los siguientes:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante. El sistema BESS contribuye a una utilización más eficiente de la energía disponible en la red eléctrica. Su capacidad para almacenar electricidad en horas valle y descargarla en periodos de mayor demanda facilita la integración de fuentes renovables variables, como la energía solar y la eólica. De este modo, el almacenamiento permite reducir desequilibrios entre generación y consumo y avanzar hacia un sistema energético más flexible, estable y sostenible.
- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico. El desarrollo, ampliación y operación de infraestructuras de almacenamiento energético puede favorecer la creación de actividad económica y empleo especializado. Este tipo de proyectos requiere servicios de ingeniería, construcción, instalación eléctrica, mantenimiento, supervisión técnica y gestión operativa. Asimismo, el crecimiento del sector del

almacenamiento puede contribuir a consolidar nuevas capacidades profesionales vinculadas a la transición energética.

- ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. La incorporación de sistemas BESS supone una mejora de la infraestructura energética y una apuesta por la innovación tecnológica. El activo integra baterías electroquímicas, sistemas de conversión de potencia, transformadores, protecciones eléctricas y plataformas de control como EMS y SCADA. Estas tecnologías permiten gestionar la carga y descarga del sistema de forma eficiente y adaptar su funcionamiento a las necesidades de la red y a las señales del mercado eléctrico.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. El almacenamiento energético puede contribuir a reforzar la resiliencia del sistema eléctrico y mejorar la seguridad de suministro. La disponibilidad de activos capaces de responder con rapidez ante desequilibrios de generación y demanda resulta especialmente relevante en un contexto de electrificación creciente de la movilidad, la climatización y determinados procesos productivos. Una red más flexible y robusta favorece el desarrollo de comunidades más sostenibles y preparadas para afrontar los retos de la transición energética.
- ODS 12: Producción y consumo responsables. El sistema BESS permite aprovechar de forma más eficiente la electricidad disponible en la red, almacenándola en momentos de menor demanda o elevada generación renovable y desplazándola hacia periodos en los que resulta más necesaria. Además, la selección de baterías con química LFP favorece una mayor durabilidad, seguridad operativa y estabilidad térmica. La correcta gestión del ciclo de vida de las baterías, incluyendo su mantenimiento, posible reutilización y reciclaje al final de su vida útil, constituye también un aspecto relevante para garantizar la sostenibilidad del proyecto.
- ODS 13: Acción por el clima. El almacenamiento energético desempeña un papel facilitador en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico. Al contribuir a integrar una mayor proporción de energías renovables y reducir la necesidad de recurrir a tecnologías más intensivas en emisiones durante determinadas franjas

horarias, los sistemas BESS pueden ayudar a disminuir indirectamente la huella de carbono del sistema energético. El proyecto se alinea, por tanto, con los objetivos nacionales y europeos de reducción de emisiones y transición hacia una economía baja en carbono.

- ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos. El despliegue de sistemas de almacenamiento energético requiere la coordinación entre múltiples agentes: operadores del sistema eléctrico, administraciones públicas, fabricantes de equipos, promotores, entidades financieras y empresas encargadas de la operación y el mantenimiento. La colaboración entre estos actores resulta esencial para garantizar la conexión a red, facilitar la financiación de los proyectos y acelerar la implantación de soluciones que contribuyan a mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico.

En conjunto, el proyecto presenta una contribución directa a la modernización del sistema energético y a la integración eficiente de energías renovables. La viabilidad económica de este tipo de activos constituye un elemento fundamental para movilizar inversión privada hacia infraestructuras necesarias para la transición energética. No obstante, su desarrollo debe acompañarse de una gestión responsable del ciclo de vida de las baterías, una adecuada planificación de la conexión a red y un seguimiento riguroso de sus impactos ambientales y operativos.

