

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

ICADE

VALORACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES: UNA PLANTA DE GAS RENOVABLE EN ESPAÑA

AUTOR: IGNACIO TÉLLEZ RUIZ (GITI+ADE)

DIRECTOR: ÁLVARO BAILLO MORENO

MADRID, 25 DE ABRIL DE 2026

CONTENIDO

1.- INTRODUCCIÓN 11

1.1.- OBJETIVOS DEL TRABAJO 11

1.2.- COYUNTURA DEL MERCADO ESPAÑOL 12

1.3.- CONTEXTO DE EVOLUCIÓN Y OPORTUNIDAD DE MERCADO 14

1.4.- ANÁLISIS DAFO 15

2.- MARCO TEÓRICO DEL MODELO 20

2.1.- VALORACIÓN DE UN PROYECTO DE BIOMETANO 20

2.2.- MÉTODOS DE VALORACIÓN 20

2.3.- FINANCIACIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE 22

2.3.1.- APALANCAMIETNO 23

2.3.2.- ESTRUCTURA DE PROJECT FINANCE Y SPV 23

2.3.3.- CAPITAL PROPIO. EQUITY 24

2.3.4.- DEUDA 24

2.3.4.- SUBVENCIONES 24

3.- MODELO FINANCIERO 27

3.1.- SUPUESTOS INICIALES 27

3.2.- FINANCIACIÓN 28

3.3.- COSTES (CAPEX Y OPEX) 29

3.4.- INGRESOS 31

3.5.- RESULTADOS 33

4.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD 35

4.1.- FACTORES CRÍTICOS 35

4.2.- TABLAS DE SENSIBILIDAD 36

5.- CONCLUSIONES 41

5.1.- VIABILIDAD GLOBAL 41

5.2.- CONDICIONES CRÍTICAS 41

5.3.- FUTURAS LÍNEAS 41

6.- DECLARACIÓN DE IA 44

7.- BIBLIOGRAFÍA 46

RESUMEN

Este trabajo de investigación analiza la viabilidad financiera de una planta de producción de biometano en España, explorando tanto su rentabilidad económica como los factores que determinan el éxito de este tipo de inversiones y el papel que juega la regulación en su desarrollo. La apuesta por el biometano no es casual: se trata de una tecnología con un rol real en la transición energética española, capaz de integrarse en las redes de gas existentes sin grandes modificaciones, aunque todavía en proceso de maduración y sujeta a múltiples variables que condicionan su atractivo económico.

Desde el punto de vista metodológico, el análisis se apoya en el Descuento de Flujos de Caja (DCF), herramienta idónea para este tipo de activos dado que sus flujos de caja tienden a ser relativamente estables y se prolongan a lo largo del tiempo, características propias de los proyectos de energías renovables.

En cuanto al entorno regulatorio, estos proyectos pueden acogerse a un conjunto de normativas e incentivos, tanto europeos como nacionales, que buscan impulsar el despliegue de energías limpias. La Hoja de Ruta del Biogás, junto con la Directiva (UE) 2018/2001 y el Reglamento de Taxonomía Verde (UE) 2020/852, configuran un marco en principio favorable: facilitan los trámites administrativos, mejoran el acceso a financiación y abren la puerta a subvenciones de capital y créditos de carbono, lo que ayuda a reducir la exposición al riesgo financiero. No obstante, que un proyecto logre efectivamente beneficiarse de todas estas ayudas sigue siendo una incertidumbre que no conviene ignorar.

Por el lado de los ingresos, el modelo DCF contempla varias fuentes: la venta de gas en el mercado, los ingresos por Garantías de Origen (GOs), los contratos tipo Biomethane Purchase Agreement (BPA) y, en proyectos de menor tamaño, las tarifas reguladas o FiTs. Los BPAs destacan especialmente por su capacidad de generar ingresos predecibles y reducir la exposición a la volatilidad del mercado, algo determinante a la hora de estructurar financiación a largo plazo.

Respecto a los costes, el análisis muestra que el CapEx se beneficia de economías de escala claras: cuanto mayor es la planta, menor resulta la inversión por unidad producida, lo que mejora la rentabilidad en

instalaciones grandes. En cambio, el OpEx no sigue la misma lógica, ya que los costes operativos apenas se reducen de forma proporcional al incrementar la capacidad. A esto se suma la incertidumbre sobre el acceso efectivo a subvenciones, cuyos importes y condiciones pueden variar considerablemente en función del momento regulatorio y de las prioridades políticas vigentes.

El análisis de sensibilidad pone de relieve varios factores con un peso especialmente elevado en la viabilidad del proyecto. El precio de venta del biometano, el nivel de subsidios al CapEx y la gestión del digestato —subproducto del proceso de digestión anaeróbica— resultan determinantes. Las plantas pequeñas muestran una dependencia notable de los apoyos públicos como las FiTs, mientras que las de mayor escala enfrentan retos más ligados al coste del feedstock y al manejo del digestato. En ambos casos, la ubicación de la planta y la capacidad de cerrar contratos de largo plazo se revelan como elementos clave para asegurar la estabilidad de los ingresos.

En definitiva, los proyectos de biometano pueden representar una inversión atractiva en el contexto actual y previsiblemente también en el futuro, siempre que se den las condiciones adecuadas. Para que sean sostenibles económicamente, el acceso a instrumentos como los derechos de emisión (EUAs) y las Garantías de Origen seguirá siendo un factor diferenciador, al aportar ingresos complementarios que refuerzan la viabilidad a largo plazo. Mirando hacia adelante, la valorización del CO_2 biogénico emerge como una ventaja competitiva de primer orden, con aplicaciones que van desde la producción de biometano hasta la comercialización de créditos BECCS en mercados de carbono, lo que posiciona al biometano como un activo con potencial real de crecimiento dentro del ecosistema energético renovable.

ABSTRACT

This research paper analyzes the financial viability of a biomethane production plant in Spain, exploring both its economic profitability and the factors that determine the success of this type of investment, as well as the role that regulation plays in its development. The push for biomethane is no accident: it is a technology with a real role in Spain's energy transition, capable of integrating into existing gas networks without major modifications, although it is still maturing and subject to multiple variables that condition its economic attractiveness.

From a methodological standpoint, the analysis relies on the Discounted Cash Flow (DCF) method, a suitable tool for this kind of asset because cash flows tend to be relatively stable and extend over time—characteristics typical of renewable energy projects.

Regarding the regulatory environment, these projects can benefit from a set of European and national rules and incentives aimed at promoting the deployment of clean energies. The Biogas Roadmap, together with Directive (EU) 2018/2001 and the EU Taxonomy Regulation (EU) 2020/852, create a generally favorable framework: they streamline administrative procedures, improve access to financing and open the door to capital subsidies and carbon credits, which helps reduce exposure to financial risk. Nevertheless, whether a project actually succeeds in capturing all these supports remains an uncertainty that should not be overlooked.

On the revenue side, the DCF model considers several sources: gas sales on the market, income from Guarantees of Origin (GOs), Biomethane Purchase Agreements (BPAs), and—in smaller projects—regulated tariffs or feed-in tariffs (FiTs). BPAs stand out in particular for their ability to generate predictable revenues and reduce exposure to market volatility, a decisive factor when structuring long-term financing.

Concerning costs, the analysis shows that CapEx benefits from clear economies of scale: the larger the plant, the lower the investment per unit produced, which improves profitability for large facilities. OpEx does not follow the same logic, as operating costs scarcely decrease proportionally with increased capacity. Added to this is the uncertainty about effective access to subsidies, whose amounts and conditions can vary considerably depending on regulatory timing and current political priorities.

The sensitivity analysis highlights several factors with especially strong influence on project viability. The sale price of biomethane, the level of CapEx subsidies, and the management of digestate—the byproduct of the anaerobic digestion process—are decisive. Small plants show a notable dependence on public support such as FiTs, whereas larger plants face challenges more related to feedstock costs and digestate handling. In both cases, the plant's location and the ability to secure long-term contracts emerge as key elements to ensure revenue stability.

In short, biomethane projects can represent an attractive investment in the current and likely future context, provided the right conditions are met. For them to be economically sustainable, access to instruments such as emission allowances (EUAs) and Guarantees of Origin will remain a differentiating factor, providing complementary revenues that reinforce long-term viability. Looking ahead, valorization of biogenic CO2 emerges as a first-order competitive advantage, with applications ranging from biomethane production to the commercialization of BECCS credits in carbon markets, positioning biomethane as an asset with real growth potential within the renewable energy ecosystem.

1.- INTRODUCCIÓN

1.1.- OBJETIVOS DEL TRABAJO

La transición energética representa uno de los grandes retos de las décadas venideras. La Unión Europea en 2019 aprobó el "Pacto Verde Europeo" en el que estableció ambiciosos objetivos para alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono en 2050, con hitos intermedios como la reducción de emisiones del 55% para 2030 respecto a niveles de 1990. Estos compromisos requieren acelerar el despliegue de fuentes de energía alternativas a las fuentes fósiles en todos los sectores económicos.

En este contexto de transición energética, las fuentes de energía renovable no convencionales, como el biometano, emergen como soluciones clave para descarbonizar sectores tradicionalmente difíciles de electrificar, como el transporte pesado, la industria intensiva en energía térmica, y la calefacción industrial y residencial. A diferencia de las fuentes de energía renovable que más se han desarrollado en las últimas décadas, el biometano puede aprovechar la infraestructura existente del gas natural, así como potenciar las características que posee esta tecnología a diferencia de otras renovables como la capacidad de almacenamiento y transporte.

Los objetivos de este trabajo son:

1. Evaluación de Viabilidad Económica: Desarrollar un modelo financiero completo de una planta de biometano en España utilizando la metodología Discounted Cash Flow (DCF), calculando indicadores clave de rentabilidad (VAN, TIR, Payback) y análisis de rentabilidad mediante ratios financieros esenciales (ROE, ROA), así como la evaluación de solvencia mediante ratios de endeudamiento (Deuda/EBITDA, margen operativo) con el objetivo de definir el valor económico real de invertir en un proyecto de biometano.

2. Identificación de Factores Críticos: Mediante análisis de sensibilidad se identificarán qué variables destruyen o crean más valor en el proyecto. Se identificarán los umbrales mínimos para que el proyecto

sea viable respondiendo a qué tiene que ocurrir para que el proyecto tenga éxito o fracase.

3. Gestión de Riesgos y Recomendaciones de Empresariales: Basado en los anteriores análisis se podrá proporcionar un análisis de riesgos y medidas de mitigación, realizando un registro de riesgos, evaluando la probabilidad y el impacto de cada uno de ellos y las respectivas propuestas de mitigación para alcanzar recomendaciones dirigidas a desarrolladores e inversores de este tipo de proyectos, identificando los puntos críticos en el estudio económico del mismo.

1.2.- COYUNTURA DEL MERCADO ESPAÑOL

España ha experimentado un crecimiento significativo en la presencia de fuentes de energía renovable en su mix energético en los últimos años, posicionándose como uno de los líderes europeos en la transición energética. A 31 de diciembre de 2025, España alcanzó los 95.6 GW de potencia instalada de generación renovable sobre los 142.6 GW del total (67.3%). El remarcable progreso de la penetración de las energías renovables en España viene principalmente por dos tecnologías específicas que dominan el mix energético actual: solar fotovoltaica y eólica.

La energía solar fotovoltaica se sitúa con el 35.2% de la potencia total instalada como la tecnología predominante del mix energético español con un crecimiento interanual del 27,7%. Este crecimiento exponencial se debe principalmente a la simplicidad relativa del desarrollo de proyectos fotovoltaicos, atractivo en los Acuerdo de Compra de Energía (PPA) a largo plazo y el acceso mejorado a la financiación para este tipo de instalación.

En segundo lugar, la energía eólica representa el 23,3% de la potencia total instalada, sin embargo, se encuentra en un crecimiento desacelerado debido a la saturación los nodos de conexión a la red de alta tensión en las zonas geográficas con alta concentración de dicha tecnología (Andalucía, Galicia y Castilla y León).

	2021	2022	2023	2024	2025
Hidráulica	17.093,9	17.093,9	17.097	17.096,4	17.076,8
Nuclear	7.117,3	7.117,3	7.117,3	7.117,3	7.117,3
Carbón	3.764,1	3.464,4	3.464,4	2.061,2	1.499,3
Fuel + Gas	8	8	8	8	8
Motores diésel	768,7	768,7	768,7	768,7	768,7
Turbina de gas	1.148,7	1.148,7	1.148,7	1.148,7	1.137,2
Turbina de vapor	482,6	482,6	482,6	482,6	1.044,5
Ciclo combinado	26.250,1	26.250,1	26.250,1	26.250,1	26.250,1
Hidroeólica	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Eólica	28.667,5	30.143	30.806,4	32.116,9	33.278,3
Solar fotovoltaica	16.133,7	21.820,5	29.958,6	39.336,2	50.221,6
Solar térmica	2.302,2	2.302,3	2.302,8	2.303	2.302,1
Otras renovables	1.102,5	1.104,2	1.114,3	1.115,6	1.147,6
Cogeneración	5.626,6	5.620,4	5.612,9	5.570,1	5.256,1
Residuos no renovables	445,1	425,7	425,7	425,8	416,8
Residuos renovables	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Potencia total	**111.092,4**	**117.931,1**	**126.738,8**	**135.982**	**147.705,9**

Ilustración 1 - Mix energético en España

Se observa en la Tabla 1, la brecha entre las tecnologías renovables predominantes y las tecnologías emergentes subexplotadas como las instalaciones de biogás o biometano que representan menos del 1% de la capacidad renovable total en España a pesar de su penetración significativamente mayor en mercados comparables como el alemán donde se sitúa entorno al 5% e italiano sobre el 3%. Esta brecha entre el potencial técnico y penetración real identifica claramente una oportunidad de mercado no saturada.

Según el análisis del International Renewable Energy Agency (IRENA) y estudios realizados por el MITECO, el potencial técnico de producción de biometano en estapaña se estima entre 30 y 40 TWh anuales. Este rango se estima considerando la disponibilidad de residuos agrícolas, ganaderos, urbanos y de depuradoras. Comparando este potencial con el objetivo del PNIEC de 10 TWh para 2030, se concluye que alcanzar esta meta requeriría únicamente explotar el 30% del potencial disponible. No obstante, los desafíos a los que se enfrenta la implementación de esta tecnología son diferente que sus homólogas renovables con mayor penetración. Principalmente, los aspectos que limitan su desarrollo son:

1. Costes de producción elevados: La producción de biometano se estima entre 60-80 €/MWh mientras que el gas natural cotiza entre los 25-45 €/MWh.
2. Incertidumbre regulatoria: El merco regulatorio es fundamental para la adopción de esta tecnología, dependiendo de las políticas

gubernamentales que pueden cambiar, por lo que es elevado el riesgo regulatorio percibido por los inversores.

3. Riesgo de mercado: La molécula de biometano, se vende a precio de gas, exponiendo los proyectos a una volatilidad elevada que caracteriza el mercado europeo del gas.
4. Aceptación local: Similar a la aceptación de la energía nuclear, las plantas de biometano sufren del riesgo conocido popularmente como NIMBY (*Not In My Backyard*) debido al impacto visual y fuerte olor.

1.3.- CONTEXTO DE EVOLUCIÓN Y OPORTUNIDAD DE MERCADO

El desarrollo del sector de biometano en España está guiado por dos documentos principales. En primer lugar, El Plan Nacional Integrado de Energia y Clima (PNIEC) 2021-2030 que constituye el documento maestro que establece los objetivos vinculantes de España ante la Unión Europea. Las metas establecidas en este documento son alcanzar una penetración de generación renovable del 42.5% en el consumo final de energía en 2030, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 55% respecto a los niveles de 1990, y mejorar la eficiencia energética en un 33% respecto al 2007. El PNIEC identidica el biogás y biometano como tecnologías clave para la descarbonización de sectores no electrificables como lo son el transporte pesado, industria y calefacción.

En segundo lugar, la Hoja de Ruta del Biogás 2030 publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Democrático (MITECO) en 2022 que aterriza las medidas propuestas en el documento anterior mediante:

1. Alcanzar 10 TWh de biometano en 2030
2. Financiación específica de 150 millones de euros a partir del Programa Estatal de Recuperación, Transformación y Resiliencia en Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA).
3. Simplificación administrativa y en la tramitación de permisos para proyectos singulares
4. Acceso a financiación del Banco Europeo de Inversiones (BEI) en condiciones preferentes.

En suma, nos encontramos ante una ventana de oportunidad para el desarrollo de proyectos de biometano determinada por tres factores principalmente:

1. Subsidios públicos. A través del PERTE ERHA.
2. Precios de feedstock, actualmente deprimidos debido a la baja demanda que irá aumentando según se desarrollen y aumenten los proyectos de biometano.
3. Apuesta por la seguridad nacional de suministro. Tras sucesivos acontecimientos geopolíticos que afectan directamente a la seguridad de suministro, las naciones apuestan por ser energéticamente independientes, para ello la inversión en proyectos de biometano nacional es fundamental.

Este análisis justifica la necesidad de evaluar la viabilidad financiera de un proyecto específico que se desarrollará en posteriores capítulos.



	Denominación	Tipología	Promotor	Localidad	Provincia	Inyección a Red	Operador de Red	Entrada en operación	GWh/año [1]
1	Valdemingómez	Residuo Municipal	PreZero	Madrid	Madrid	Transporte	Enagás	feb-12	180
2	Elena	Vertedero	Naturgy	Cerdanyola del Vallès	Barcelona	Distribución	Nedgia	jun-21	12
3	UNUE	Industrial	Enagás Renovable	Villalonquéjar	Burgos	Distribución	Nedgia	sep-21	20
4	Noguera Renovables	Agroganadero	Axpo Iberia / Sorigué	Vallfogona Balaguer	Lleida	Distribución	Nedgia	dic-21	30
5	Bens	EDAR	Naturgy	A Coruña	A Coruña	Distribución	Nedgia	ene-22	8
6	La Galera	Agroganadero	Biometagás	La Galera	Tarragona	Transporte	Enagás	abr-23	50
7	Biolvegas	Agroganadero	Nortegas	Ólvega	Soria	Distribución	Redexis	abr-23	30
8	Can Mata	Vertedero	Waga Energy/PreZero	Els Hostalets de Pierola	Barcelona	Distribución	Nedgia	jun-23	70
9	BioVO	EDAR	Consorcio BS+GRVO-	Granollers	Barcelona	Distribución	Nedgia	oct-23	22
10	Vila-Sana	Agroganadero	Naturgy	Vila-Sana	Lleida	Distribución	Nedgia	jul-24	12
11	CycleO	Agroganadero	CycleO	Vallfogona Balaguer	Lleida	Distribución	Nedgia	sep-24	70
12	Lorca	Agroindustrial	BioRed Lorca	Lorca	Murcia	Distribución	Redexis	ene-25	30
13	Coren	Agroganadero	Coren	Arrabaldo	Ourense	Distribución	Nedgia	mar-25	25
14	Almazán	Agroganadero	Redexis Renovables	Almazán	Soria	Distribución	Nedgia	abr-25	25
15	Montes de Toledo	Agroganadero	Biomethane Initiatives	Noez	Toledo	Distribución	Nedgia	may-25	40
16	Cabanillas	Agroganadero	E-Cogeneración Cabanillas	Cabanillas	Navarra	Distribución	Nedgia	jul-25	22
17	Biogastur	Agroganadero	Biogastur-CLA	Navia	Asturias	Distribución	Nortegas		

Ilustración 2 - Plantas de biometano operativas en España

1.4.- ANÁLISIS DAFO

El análisis DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas, y Oportunidades) proporciona una visión estratégica para entender la posición competitiva de este sector.

1. Fortalezas:
    a. Infraestructura existente: España dispone de una de las redes de distribución más desarrollas de la UE. Actualmente, España cuenta con más de 11 millones de consumidores industriales y residenciales. No hay un embudo significativo como presenta los nudos de conexión al sistema eléctrico

b. Materia prima: el potencial técnico de producción de biometano en España está estimado entre 30 y 40 TWh anuales considerando los distintos residuos agrícolas, ganaderos, urbanos e industriales por lo que no presenta un cuello de botella la fuente de energía.
c. Marco regulatorio: esta industria cuenta con apoyo regulatorio explícito documentado en el PNIEC y la Hoja de Ruta del Biogás a deferencia de otros sectores de generación de energía renovable
d. Tecnología probada: la digestión anaeróbica para la producción de biometano está probada desde 1990. Además, otros países de la UE como Alemania, Francia o Italia cuentan con múltiples plantas operativas.
e. Economía circular: el aprovechamiento de los residuos, generación de subproductos como el digestato y distintos fertilizantes, el impacto de empleo en entornos rurales y la descarbonización son consecuencia directa del desarrollo de proyectos de biometano.

2. Debilidades:
    a. Costes de producción: el principal producto sustitutivo es directamente el gas natural cuyo coste se sitúa en torno a los 35 €/MWh mientras que el coste de producción del biometano se sitúa entre los 60-80 €/MWh.
    b. Dependencia de financiación pública: la viabilidad financiera de los proyectos depende de subsidios (PERTE ERHA usualmente financia el 35% del CapEx). Esta dependencia crea riesgo regulatorio ante cambios legislativos.
    c. Aceptación Social: el impacto visual, potencial contaminación y olores además de la movilización local pueden bloquear proyectos.

3. Oportunidades:
    a. Crecimiento exponencial: actualmente la producción de biometano se encuentra en 0.5 TWh frente a los 10 TWh proyectados para 2030, lo que significa un crecimiento de 20x,

generándose oportunidades significativas para los primeros en participar en el desarrollo de dichos proyectos.

b. Diversificación de ingresos: además de la venta de la molécula de metano, el biometano lleva asociado los créditos de carbono, garantías de origen (GdO), así como la venta de productos derivados del proceso como los fertilizantes, mejoran la estabilidad de flujos de caja e ingresos.
c. Alianzas estratégicas: las principales compañías de energía españolas (Naturgy, Moeve, Repsol, etc) comprometidas con los objetivos de transición energética e inversión en renovables usualmente son socios, adquirientes o clientes de PPAs de biometano (BPA – Biomethane Purchase Agreement) lo que favorece la viabilidad de los proyectos.

4. Amenazas:
    a. Competencia de tecnologías alternativas: durante las dos últimas décadas los sectores en auge con mayor captación de fondos han sido los proyectos solares y eólicos. Además, el hidrógeno puede emerger como alternativa para descarbonizar los sectores no electrificable debido a las características similares que presenta respecto al biometano.
    b. Riesgos de la ejecución del proyecto: los desarrollos de proyectos de energías renovables muestran históricamente retrasos comunes tanto en la obtención de permisos como en la ejecución que puede reducir la rentabilidad esperada.
    c. Riesgo de saturación: si el objetivo de 10 TWh se alcanza antes de 2030, el mercado podría saturarse, reduciendo precios de venta de biometano y márgenes operacionales. Consolidación del sector podría resultar en adquisición de pequeños jugadores.
    d. Riesgos macroeconómicos: el riesgo de recesión reduciría la demanda de energía deprimiendo los precios. La inflación de costes de construcción podría incrementar el CapEx, así como el feedstock el OpEx. Subida de tasas de interés aumentaría el coste de capital para financiar los proyectos.

En resumen, un proyecto de biometano en España es potencialmente viable si aegura en subsidio para la financiación del CapEx, firma un BPA que mitigue el riesgo de volatilidad de precios de venta de biometano, la ubicación geográfica es cercana a la fuente de materia prima, pero a una distancia prudente de un núcleo de población y cumple con un timeline acelerado para aprovechar la coyuntura actual. La viabilidad financiera del proyecto se estudiará en los próximos capítulos.

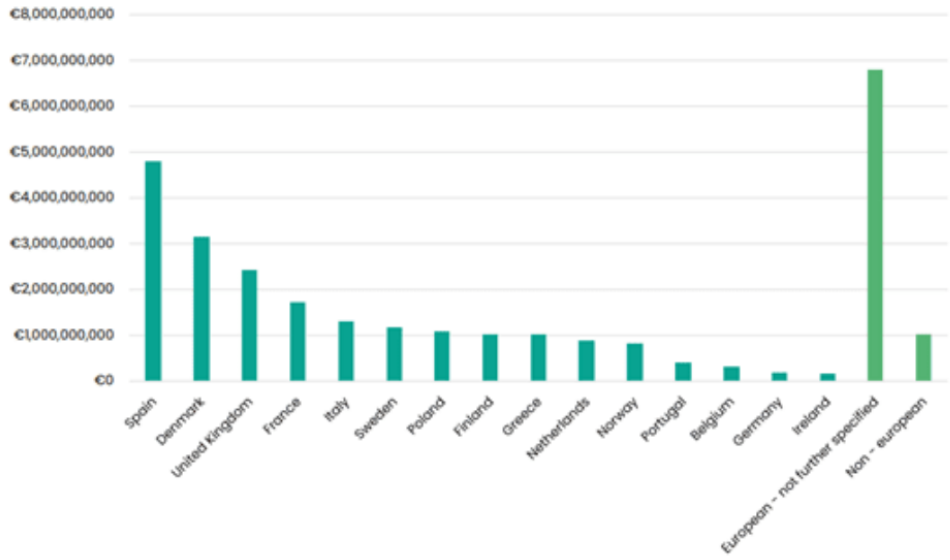

Ilustración 3 – Distribución de la inversión en plantas de biometano por país. (EBA Biomethane Investment Outlook 2025)

2.- MARCO TEÓRICO DEL MODELO

2.1.- VALORACIÓN DE UN PROYECTO DE BIOMETANO

La valoración financiera de proyectos de energía renovable requiere un enfoque metodológico riguroso que considere las particularidades del activo. En el caso del biometano, estas particularidades son especialmente relevantes y diferencian este tipo de inversión de otras tecnologías renovables como eólica o solar fotovoltaica. A diferencia de otro tipo de activos, los proyectos de plantas de infraestructura energética requieren proyecciones de 20-25 años con múltiples fuentes de incertidumbre: volatilidad de precios de energía, disponibilidad de materia prima, cambios regulatorios, y depreciación de la planta, entre otros factores. Esta valoración es crítica, porque cuantifica la viabilidad económica del proyecto, guía las decisiones de inversión en cuanto a cuánto capital asignar y qué riesgo asumir, facilita la financiación y a su vez es un ejercicio de trasparencia.

2.2.- MÉTODOS DE VALORACIÓN

Existen varios enfoques para valorar este tipo de proyectos. Cada uno presenta sus ventajas e inconvenientes:

1. Método de Discounted Cash Flow (DCF): El DCF es el estándar en el sector para este tipo de proyectos. El fundamento es calcular el valor presente de un proyecto mediante la suma de flujos de caja futuros, descontados a una tasa que refleje el riesgo de esos flujos. Las ventajas de este método es la flexibilidad puesto que es adaptable a diferentes estructuras de financiación y horizontes. También la especificidad pues refleja las características únicas del proyecto. En cuanto a las limitaciones, es sensible a pequeños cambios en los inputs como el WACC, distintas asunciones en cuanto a precios de compra, precios de venta, etc. La incertidumbre pues las proyecciones a largo plazo suelen ser estimaciones y puede dar lugar a amplificar errores. La complejidad dado que requiere un modelado riguroso y validación de las hipótesis aceptadas.

2. Método de Múltiplos o Comparables de Mercado: Se basa en valorar el proyecto usando múltiplos de empresas o activos comparables, como $Valor_{proyecto}$ = $EBITDA_{proyecto}$ x $EV/EBITDA_{mercado}$. En el caso de los proyectos de generación de energía, típicamente se representa como $Valor_{proyecto}$ = $MW_{instalados}$ * €/$MW_{mercado}$. En el sector del biometano, los valores que podemos obtener con este método son meramente orientativos, con valores típicos de EV/EBITDA de 8-12x, y de EV/MW entre los 1 y 3 millones de euros. Ente las ventajas de este método, destacamos la rapidez en la valoración ya que no requiere un modelado complejo. Refleja la realidad del mercado al comparar lo que el mercado paga por activos similares. Útil para validar los resultados del DCF, pero no como base de la valoración. Por el contrario, para mercados pequeños al no tener suficientes referencias es complejo encontrar comparables realistas en el mercado. En segundo lugar, los proyectos de biometano al no ser un estándar en el mercado cada proyecto tiene su propia localización, tecnología, características, por lo que los múltiplos varían significativamente.

3. Método de Transacciones Precedentes (*Benchmarking*): Se basa en comparar el proyecto con otros proyectos de biometano operativos o en desarrollo, tomando parámetros concretos como el OpEx, CapEx, y TIR. Las fortalezas de este método son el realismo ya que está basado en resultados operacionales reales, y la validación de supuesto al poder comparar las hipótesis asumidas para el proyecto a valorar con proyectos reales. Sin embargo, la disponibilidad de datos de proyectos privados es limitada. A su vez, el contexto de cada proyecto, como el país de desarrollo, difiere en la comparativa. Por último, la dinámica temporal entre proyectos de distintos años de ejecución dificulta la comparativa.

4. Método de Opciones Reales (*Real Options Valutation*): se basa en tratar el proyecto como cartera de opciones, en la que durante la vida útil del proyecto el inversor decide expandir, abandonar, diferir, cambiar de tecnología, en definitiva, tener opcionalidad sobre el proyecto. $Valor_{proyecto}$ = DCF + $Valor_{opciones}$. En proyectos de biometano, estas opciones pueden ser expandir la capacidad de la

planta pudiendo resultar en un aumento del valor del proyecto, abandonar y vender los activos o diferir, si la incertidumbre es alta hoy, pero la tecnología mejora, esperar puede ser lo óptimo. Este tipo de análisis permite capturar flexibilidad, sin embargo, los proyectos de infraestructura energética no suelen tener esta flexibilidad operacional.

El método de valoración que vamos a implementar en este Trabajo es el Método de DCF para obtener el valor intrínseco del proyecto, capturando las características únicas del mismo. Se calculará las principales métricas para la decisión de inversión: VAN, TIR, DSCR. Posteriormente, validaremos el modelo con múltiplos de mercado, esto permitirá detectar discrepancias entre el DCF y los valores de mercado, si obtenemos un VAN notablemente superior a los múltiplos no podremos dar por valida la valoración. La segunda validación la realizaremos contra transacciones precedentes comparando OpEx y CapEx identificando si la valoración ha sido desde una perspectiva optimista, realista o conservadora. Por último, se realizará un análisis de escenarios y sensibilidad para detectar parámetros críticos y mostrar la distribución del VAN bajo distintos escenarios.

2.3.- FINANCIACIÓN EN PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

La estructura de capital define cómo se financia un proyecto y es tan crítica como su viabilidad económica. En *project finance*, la estructura de financiación determina:

- Riesgo asumido por cada *stakeholder*: el *equity* absorbe los riesgos operativos, mientras que la deuda está protegida por *covenants*, los cuales funcionan como cláusulas contractuales que limitan el nivel de riesgo que la empresa puede asumir para garantizar que los acreedores recuperan su capital.
- Coste del capital total (WACC): es la media ponderada entre el coste del capital propio y de los préstamos externos, reflejando el rendimiento mínimo que debe generar el proyecto para ser financieramente viable.
- Capacidad de financiación: las entidades prestamistas exigen que el flujo de caja operativo sea superior al pago de la deuda por un margen

de seguridad, lo que define la cuantía máxima de capital que la empresa poder pedir prestada.
- Viabilidad económica: el proyecto puede ser operativamente viable pero no financiable si la estructura de capital no es adecuada.

2.3.1.- APALANCAMIETNO

El apalancamiento refleja la proporción entre deuda y capital propio. En proyectos de renovables, es habitual utilizar deuda porque suele ser más barata que el equity, lo que mejora la rentabilidad del inversor. Sin embargo, esta ventaja tiene un límite. La deuda introduce una obligación fija de pago que no depende del rendimiento del proyecto. Esto hace que, si los ingresos caen, la presión financiera aumente rápidamente.

Los bancos no miran solo el nivel de deuda, sino la capacidad del proyecto para generar caja suficiente de forma estable. La métrica clave es la capacidad de cobertura del servicio de la deuda (*DSCR*), que actúa como filtro de financiabilidad. En términos prácticos, a mayor apalancamiento, mayor rentabilidad potencial para el equity, pero también mayor fragilidad financiera.

2.3.2.- ESTRUCTURA DE PROJECT FINANCE Y SPV

La mayoría de los proyectos de energía se financian a través de una sociedad vehículo (SPV), creada exclusivamente para el activo. Esta estructura permite aislar el proyecto del resto de actividades del sponsor, de manera que el riesgo queda contenido dentro de la propia sociedad. Si el proyecto falla, el impacto no se extiende al balance general del inversor más allá del capital aportado.

Para los bancos, este enfoque es atractivo porque el análisis del riesgo se centra únicamente en los flujos del proyecto, no en la solvencia global de una empresa. Esto hace que la financiación sea más transparente y, en general, más barata. A cambio, la SPV está sujeta a una serie de restricciones contractuales (covenants) que limitan su flexibilidad operativa y financiera. Estas condiciones buscan garantizar que el proyecto mantenga su capacidad de repago en todo momento.

2.3.3.- CAPITAL PROPIO. EQUITY

El equity representa el capital de riesgo del proyecto. Es la última capa en la estructura de capital: solo recibe retornos después de que la deuda ha sido atendida. Su función no es solo financiera, sino también de alineamiento de incentivos. Al tener capital propio en riesgo, el sponsor tiene un interés directo en que el proyecto funcione correctamente durante toda su vida. A diferencia de la deuda, el equity no tiene pagos obligatorios ni rentabilidad fija. Su retorno depende completamente del comportamiento del proyecto: precios, producción, costes y condiciones regulatorias. Por este motivo, el equity exige retornos superiores a la deuda para compensar el riesgo asumido.

2.3.4.- DEUDA

La deuda es el componente que permite apalancar el proyecto. Normalmente representa la mayor parte de la inversión y está estructurada a largo plazo para alinearse con la vida del activo. Los bancos conceden financiación siempre que el proyecto demuestre capacidad suficiente para generar flujos estables y predecibles. No solo importa el nivel de ingresos, sino su estabilidad y su resistencia a escenarios adversos. Para protegerse, los bancos introducen restricciones contractuales que limitan el comportamiento financiero del proyecto. Estas condiciones buscan asegurar que la deuda pueda ser repagada incluso si el entorno de mercado empeora.

2.3.4.- SUBVENCIONES

En muchos proyectos de energías renovables, el Estado o instituciones europeas juegan un papel clave a través de distintos mecanismos de apoyo. Estos pueden adoptar la forma de subvenciones directas, incentivos fiscales o mecanismos que mejoran los ingresos del proyecto, como primas o certificados verdes. El efecto principal de estas ayudas es mejorar la economía del proyecto: reducen la inversión inicial o aumentan los ingresos futuros, lo que a su vez mejora la capacidad de repago y facilita la financiación bancaria. Sin embargo, estos mecanismos no están exentos de incertidumbre, ya que dependen de decisiones regulatorias y políticas que pueden cambiar con el tiempo.

En la práctica, un proyecto de energía renovable combina todas estas capas: subvenciones, equity y deuda. Cada una cumple una función distinta dentro de la estructura:

- El apoyo público reduce el esfuerzo de inversión o mejora ingresos.
- El equity absorbe el riesgo residual y alinea incentivos.
- La deuda permite apalancar el proyecto y hacer viable su escala.

La clave del *project finance* está en encontrar el equilibrio adecuado entre estas tres piezas. Si el apalancamiento es demasiado alto, el riesgo de incumplimiento aumenta; si es demasiado bajo, la rentabilidad del equity se diluye. En definitiva, la financiación no es solo una cuestión de obtener capital, sino de diseñar una estructura que haga que el proyecto sea sostenible, financiable y atractivo para todas las partes involucradas.

3.- MODELO FINANCIERO

En esta sección se detallará el modelo financiero desarrollado para la valoración económica de la planta de biometano en la que integramos supuestos técnicos, operacionales y financieros en un flujo de caja que se proyecta durante la vida útil de la planta.

El enfoque sigue la metodología estándar en project finance partiendo de estimaciones de ingresos y costes, calculando posteriormente el beneficio operativo (EBITDA), teniendo en cuenta la depreciación de los activos y los impuestos, y por último la deuda utilzada para financiar el proyecto, llegando al flujo de caja libre o Free Cash Flow (FCF). Las proyecciones se realizan durante un horizonte de 25 años, siendo esta la vida útil proyectada para la planta, haciendo especial énfasis en los primeros años de operación donde se concentra el riesgo de ejecución.

3.1.- SUPUESTOS INICIALES

La planta es una instalación de producción de biometano que emplea la tecnología de separación por membrana con las siguientes características:

Capacidad instalada	15 MW
Tecnología de upgrading	Separación por membrana
Feedstock	50% estiércol ganadero + 50% cultivos
Factor de capacidad	91.50%
Eficiencia de conversión	60.00%
Vida útil	25 años
Depreciación	0.50%/año
Producción de digestato	95% del input
Rendimiento del estiércol	0.24 MWh/ton
Rendimiento del cultivo	0.94 MWh/ton

Tabla 1 - Características de la planta de biometano

La planta corresponde a una instalación de Tipo 4, plantas superiores a los 14 MW, que se caracteriza por aprovechar las economías de escala, eficiencia operativa y capacidad de generación sostenida. La combinación de estiércol y cultivos es una de las más empleadas en el sector por lo que proporciona

estabilidad de suministro y reduce la dependencia de una única fuente de materia prima pues la planta podría operar en régimen estable en un rango variable de la proporción de cada materia prima como feedstock.

La producción anual de energía bruta es de 111,500 MWh/año, siendo el rendimiento de conversión del 60.00%m generando 66,900 MWh/año de biometano. Se contemplan tres fases en el proyecto:

1. Desarrollo:
    - Duración: un año.
    - Actividades: proyecto de ingeniería, gestión de permisos y subvenciones, y evaluación técnica.
    - Inversión: €50k/MW pre-FID.
2. Construcción:
    - Duración: un año.
    - Actividades: obra civil e instalación de equipamientos.
    - Inverisón: CapEx €22,500k.
3. Operación:
    - Duración: 25 años.
    - Actividades: generación de ingresos, costes de operación y pago de impuestos.
    - Inversión: generación de flujo de caja generado durante la vida útil.

Se asume una inflación del 2.00% anual que afecta a todos los costes e ingresos, una depreciación lineal del 0.50% sobre los activos y un impuesto del 25%.

3.2.- FINANCIACIÓN

La deuda adquirida suma un nocional equivalente a la suma del CapEx pre-FID y el CapEx para la construccion de la planta, siendo un total de €23,250k con un plazo de 20 años para su devolución y con una tasa de interés del 5.50% anual. La deuda es un 55% del coste de financiación del proyecto. Asumimos un 12% de coste del equity, como el retorno demandado por los inversores, siendo el capital propio para la financiación de la planta. En suma, el WACC es el 7.67%.

3.3.- COSTES (CAPEX Y OPEX)

Los costes se desagregan en dos categorías principales:

1. CapEx: los costes de capital se dividen en pre-FID, es decir, costes previos al comienzo del proyecto (k50€/MW) y el CapEx para la construcción y sistema de upgrading sumando un montante de M21.5€ (M1.55€/MW)

Concepto	k€/MWh	Total (k€)
CapEx pre-FID	50	700
CapEx construcción	1.100	15.400
CapEx upgrading	400	5.600
CapEx total	1.550	21.700

Tabla 2 – CapEx de la planta de biometano

Estos valores han sido recuperados del artículo: "Insights In To The Current Cost Of Biomethane Production From Real Industry Data" publicada por el Biomethane Industrial Partnership.

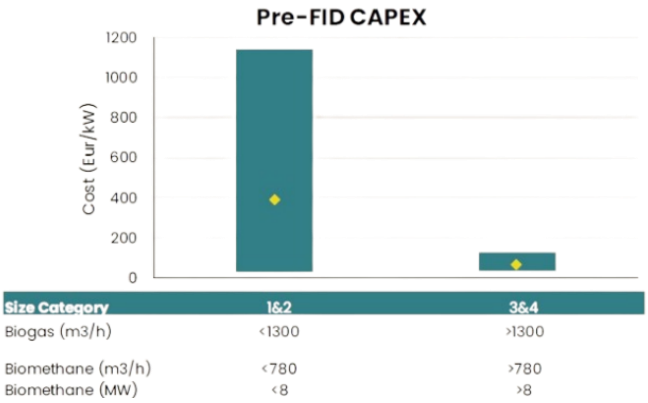

Ilustración 4 - Pre-FID CapEX. BIP Europe

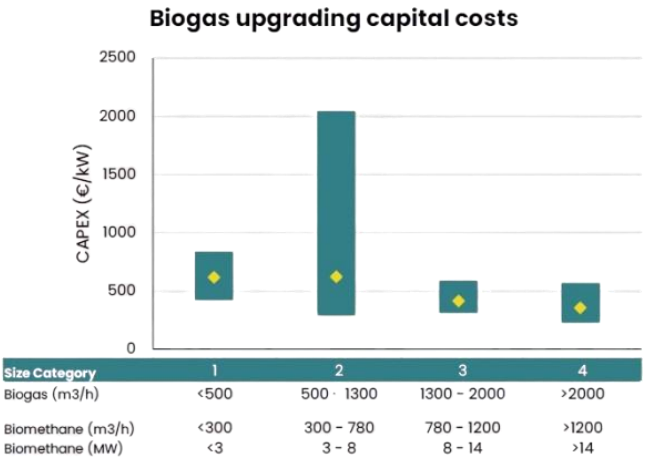

Ilustración 5 - Upgrading CapEx. BIP Europe

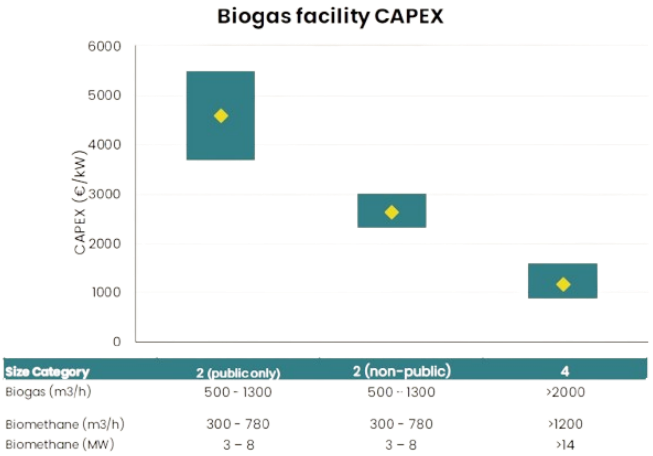

Ilustración 6 - Construction CapEx. BIP Europe

2. OpEx: los costes operativos, por un lado, la materia prima (feedstock) para la generación del biometano que depende principalmente del mix empleado para ello, así como los costes para el funcionamiento normal de la planta (empleados, mantenimiento, cumplimiento de normativa, gestión de residuos/digestato, coste de la energía y coste del upgrading). El coste de conexión a la red del sistema gasista de 5€/MWh. Adicionalmente, el circulante o Working Capital, está definido por cobros a 30 días y pagos a 60 días.

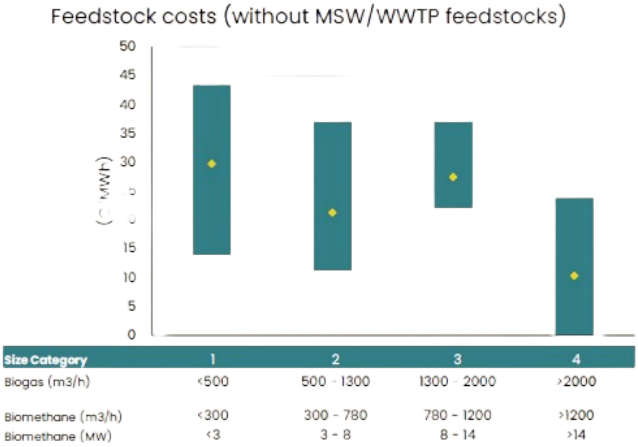

Ilustración 7 - Feedstock OpEx. BIP Europe

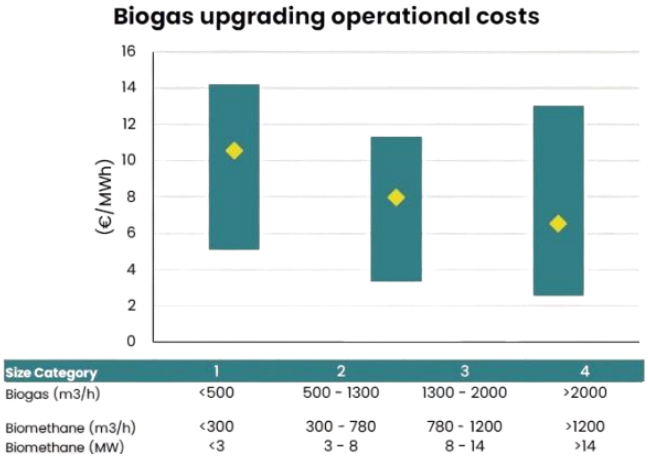

Ilustración 8 - Upgrading OpEx. BIP Europe

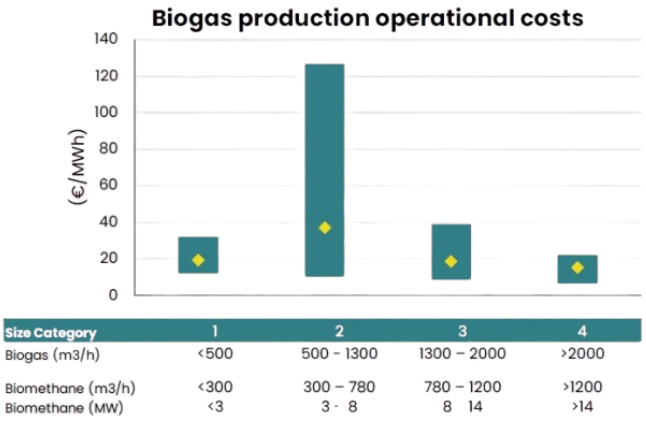

Ilustración 9 - Production OpEx. BIP Europe

3.4.- INGRESOS

Los ingresos en los proyectos de biometano provienen de distintas fuentes, derivadas tanto de la venta directa de la molécula como de los productos asociados a su comercialización como los derechos de emisión de CO_2 (EUA_s), las Garantías de Orígen (GdO_s) y los ingresos regulados o Feed-in Tariff (FiT) que emana de un mecanismo de incentivo económico diseñado para acelerar la inversión de ciertas industrias, generalmente la inversión e n energías renovables.

En primer lugar, la principal fuente de ingresos es la venta de la molécula de biometano que se inyecta en la red del sistema gasista y se comercializa al precio del gas natural. El precio de referencia para esta venta será el precio del gas natural en España.

En segundo lugar, los derechos de emisión o EUA_s que los consumidores de gas como industrias o ciclos combinados deben adquirir para compensar sus emisiones de CO_2. Siendo el precio medio de venta durante los años del pryecto de 65 €/ton CO_2.

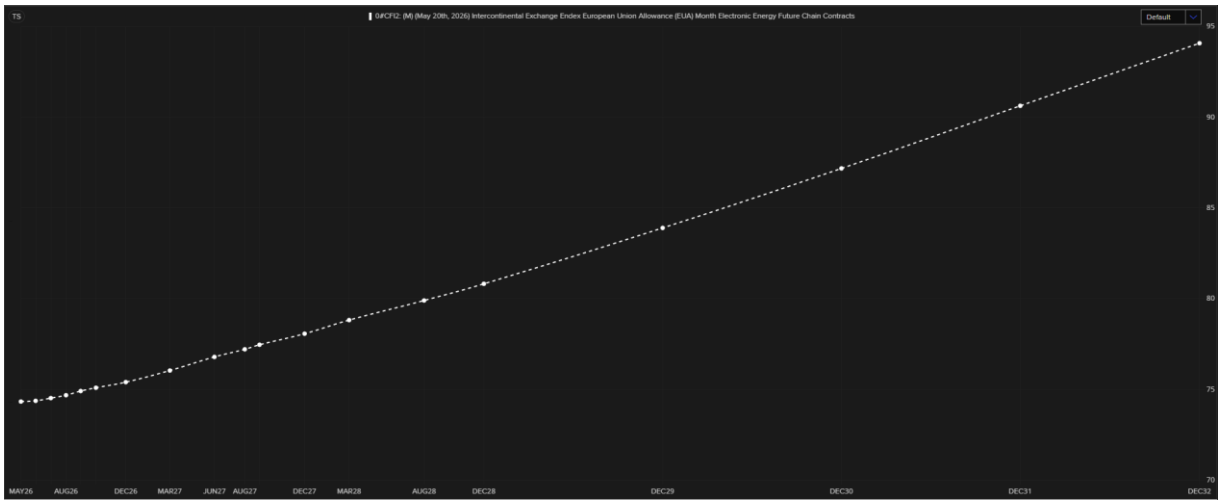

Ilustración 10 - Curva forward de los derechos de emisión. Funte: Reuters.

En tercer lugar, las Garantías de Origen o GdO_s que certifican el origen renovable del gas, tienen un mercado específico, menos líquido que los dos anteriormente mencionados, se negocian principalmente en mercados bilaterales (OTC, Over-The-Counter) y para la valoración asumimos su precio en 45 €/MWh proporcionando un ingreso adicional al proyecto.

Típicamente, los productores de biometano con el objetivo de no quedar expuestos a la volatilidad del precio del gas natural y poder planificar la viabilidad financiera del proyecto, es usual en la industria cerrar contratos a largo plazo de venta de biometano, conocidos como BPAs (Biomethane Purchase Agreement), equivalentes a los PPAs en proyectos de generación eléctrica renovables como parques fotovoltaicos o eólicos, en los cuales la venta de la commodity en cuestión se realiza a un precio fijo previamente acordado. En los BPAs, se incluye en el precio gas en sí como la GdO asociada a la molécula. En el escenario de estudio, hemos establecido un precio de 100 €/MWh para un BPA que incluye molécula y GdO durante 10 años.

Las FiTs o Feed-in Tariffs para biometano es un mecanismo de apoyo regulado mediante el cual se garantiza a los productores un precio fijo,

normalmente superior al precio de mercado, por la inyección de biometano a la red de gas natural. Este sistema de subvenciones tiene como objetivo compensar los elevados costes de producción y conexión a la red asociados a este tipo de proyectos, los FiTs aseguran unos ingresos estables durante periodos de entre 10 y 20 años, normalmente la mitad o la totalidad de la vida útil del proyecto, fundamental para los primeros años de operación, proporcionando mayor estabilidad financiera y reduciendo el riesgo para los inversores. Para el análisis, se ha tenido en cuenta un ingreso de 62 €/MWh de FiTs durante los 15 primeros años de la operación de la planta.

Fuente de Ingresos	Precio (€/MWh)	Periodo	Total (k€)
BPA	100	2027-2036	124.656
PVB+EUAs	57	2037-2051	128.371
GdOs	45	2027-2051	101.345
FiT	62	-	0

Tabla 3 - Ingresos de la planta de biometano

3.5.- RESULTADOS

El proyecto de planta de biometano representa una propuesta de inversión altamente atractiva y financieramente sólida. El IRR del proyecto del 19.06% supera en 12 puntos porcentuales al WACC del 7.67%, mientras que el IRR de equity del 30.43% más que duplica el coste de capital exigido por el accionista del 12%, evidenciando una creación de valor excepcional en ambos niveles. La estructura de financiación amplifica eficientemente el retorno para el accionista en más de 10 puntos porcentuales respecto a la rentabilidad intrínseca del activo, con un DSCR inicial de ~2,9x que garantiza el cumplimiento holgado del servicio de la deuda durante todo el período de amortización. Los ingresos, diversificados entre el contrato BPA a 100 €/MWh, los ingresos merchant post-BPA y los certificados verdes, generan unos ingresos totales de 354.373 k€ a lo largo de los 25 años de vida operativa, con un margen EBITDA sostenido en el entorno del 39%, sustentado por un coste de producción de 67,1 €/MWh frente a un precio de venta efectivo de 107 €/MWh.

4.- ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad cuantifica cómo los cambios en los supuestos iniciales afectan a las métricas de viabilidad económica. En proyectos de biometano, donde la vida económica es 20-25 años, esta incertidumbre es crítica: pequeñas variaciones en precios de energía o disponibilidad de biomasa pueden transformar un proyecto viable en inviable.

Una vez desarrollado el modelo financiero basado en la metodología de Descuento de Flujos de Caja y obtenidos los indicadores básicos de rentabilidad del proyecto, resulta imprescindible analizar la robustez de los resultados ante posibles variaciones en los supuestos considerados. Este análisis adquiere relevante importancia en los proyectos de biometano debido a la elevada incertidumbre regulatoria, operativa y de mercado que caracteriza al sector.

4.1.- FACTORES CRÍTICOS

La selección de las variables sometidas a análisis de sensibilidad no es arbitraria, esta responde a la estructura del modelo desarrollado, analizando aquellas variables críticas que tienen un alto impacto sobre los flujos de caja del proyecto y, por ende, a la rentabilidad del capital invertido.

1. Precio del biometano/BPA: El precio de venta del biometano es la principal fuente de ingresos del proyecto, tanto la molécula como los productos derivados de la generación de biometano (GdO, EUAs y digestato). Al comercializarse en mercados no regulados, la exposición al riesgo de mercado es elevada. Existen mecanismos de apoyo como las tarifas reguladas (FiTs) o contratos de largo plazo (BPAs) que mitigan esta exposición al precio del subyacente, aunque su disponibilidad y duración son limitadas.

2. Subvención al CapEx: la inversión inicial (CapEx) en las plantas de biometano es elevada debido a coste de las infraestructuras y obra civil. Las subvenciones a la inversión, procedentes tanto de programas nacionales como europeos, son de vital importancia para este tipo de proyectos al reducir el desembolso inicial, mejora la rentabilidad del

proyecto. La dependencia del proyecto respecto a estas ayudas es una variable crítica, en especial, en aquellas plantas de menor tamaño donde las economías de escala son más limitadas.

3. Coste de la gestión del digestato: el digestato es un subproducto inevitable en la producción de biometano que conlleva una correcta gestión tanto por las implicaciones medioambientales como económicas. Dependiendo de la normativa aplicable, y de las opciones de valorización disponibles, el digestato puede suponer un factor determinante para el proyecto.

4. Tamaño de la planta: el tamaño de la planta influye en prácticamente todas las variables del modelo, debido a que las economías de escala permiten reducir el coste unitario de inversión y mejorar la eficiencia operativa, pero también implica un reto logístico y de gestión de residuos. Por ello, el análisis distingue entre distintas categorías de tamaño de planta, permitiendo evaluar cómo varía la rentabilidad en función de la dimensión de la planta

4.2.- TABLAS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad univariante se ha realizado modificando una única variable para cada estudio, manteniendo el resto de las variables constantes, con el objetivo de aislar el impacto individual de cada factor sobre la rentabilidad del proyecto. El indicador de salida es el IRR, por ser el indicador más relevante desde la perspectiva del inversor. Adicionalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad bivariante para analizar el impacto en el IRR ante variaciones en el precio del gas y los derechos de emisión de CO_2 (EUAs).

En primer lugar, se ha realizado un análisis de sensibilidad estudiando el impacto del IRR bajo distintos escenarios del precio del gas y de los derechos de emisión de CO_2, se comprueba como era de esperar que, para mayores ingresos, mayor es la rentabilidad de la inversión. El impacto es menor que el esperado, siendo la diferencia entre el escenario menos favorable y el más favorable de un 4%. Cabe destacar que el precio del gas y el precio de los

EUAs son la fuente de ingresos del proyecto para los 15 años (2037-2051) posteriores al contrato de largo plazo (BPA), el cual tiene un impacto mayor a este pese a ser menos años de duración.

	Precio del gas (€/MWh)						
Derechos de emisión (€/MWh)	**30**	**35**	**40**	**45**	**50**	**55**	**60**
5	16,88%	17,43%	17,93%	18,39%	18,81%	19,21%	19,59%
10	17,43%	17,93%	18,39%	18,81%	18,81%	19,59%	19,94%
15	17,93%	18,39%	18,81%	19,21%	19,59%	19,94%	20,28%
20	18,39%	18,81%	19,21%	19,59%	19,94%	20,28%	20,59%
25	18,81%	19,21%	19,59%	19,94%	20,28%	20,59%	20,90%

Tabla 4 - IRR en función del precio del gas y del precio de los derechos de emisión

El contrato de suministro de largo plazo (Biomethane Purchase Agreement – BPA), tiene una duración del 2027 al 2036, durante los primeros 10 años de operación de la planta. Se observa que tiene un impacto crítico en la rentabilidad del proyecto, siendo crucial el firmar un contrato de venta de biometano a un nivel de mercado adecuado para poder ser financieramente viable. El precio del BPA incluye tanto el precio del gas como molécula como de los derechos de emisión y se ha analizado un amplio rango de precios para recoger las distintas posibles combinaciones de precios entre ambos productos derivados de la producción de biometano.

BPA (€/MWh)	**50**	**60**	**70**	**80**	**90**	**100**	**110**	**120**
Project IRR	4,65%	6,99%	9,86%	12,71%	15,68%	18,98%	22,54%	26,28%

Tabla 5 - IRR en función del precio de venta del biometano en el contrato de largo plazo (BPA)

En segundo lugar, se realiza un estudio de sensibilidad univariante en el que se analiza el impacto de la subvención al CapEx, o inversión inicial, que en el caso base de estudio es del 0%, y se analiza el impacto hasta alcanzar el 25% del coste del CapEx. Como se esperaba, a mayor porcentaje de CapEx subsidiado, mayor es la rentabilidad obtenida por los inversores pues menor sería el desembolso inicial de capital. Además, al ser un flujo de caja

negativo en los primeros años, el impacto es notable y pero no crítico al considerar como caso base un 0% de bonificación por subsidio, siendo éste un atractivo para obtener un mayor rendimiento sobre el capital invertido, pero no descartando el proyecto si no es obtenido.

CapEx Subsidy (%)	0	5	10	15	20	25
Project IRR (%)	18,98%	19,85%	20,82%	21,88%	23,06%	24,38%

Tabla 6 - IRR en función de la subvención para el CapEx

En tercer lugar, se ha realizado el análisis de sensibilidad del coste de gestión del digestato, el cual suponer el mayor coste operativo para la planta de producción de biometano. Siendo el coste de tratamiento del digestato un punto crítico en el proyecto, pues si este alcanza un nivel de coste elevado puede resultar en baja rentabilidad y atractivo para el proyecto. El caso base parte de un coste de 18,87 €/MWh para la gestión de dicho subproducto, sin embargo, este coste podría variar en función de la localización de la planta y las normas de tratamiento de residuos. Un aumento significativo en el coste podría descartar el proyecto, si el coste se duplicase, el retorno a la inversión del proyecto se reduciría en nueve puntos porcentuales.

Coste digestato (€/MWh)	15	20	25	30	35	40	45
Project IRR (%)	20,58%	18,51%	16,37%	14,14%	11,78%	9,22%	6,31%

Tabla 7 - IRR en función del coste del digestato

En cuarto lugar, se ha realizado un análisis de sensibilidad del IRR en función del tamaño de la planta en el cual se observa la notable sensibilidad a esta variable siendo las economías de escala un factor crítico en este tipo de proyectos. A medida que aumenta el tamaño de la capacidad instalada, la rentabilidad del proyecto mejora de forma progresiva, lo que se explica principalmente por la dilución del coste de inversión inicial y costes fijos operativos sobre un mayor volumen de producción. En plantas de mayo tamaño el CapEx unitario por MW instalado se reduce, al tiempo que se

aprovechan las sinergias operativas y una mayor eficiencia en el uso de infraestructuras comunes. No obstante, el efecto positivo es limitado, como se observa en la tabla inferior, en el que el IRR no aumenta a partir de cierto tamaño de la planta, entendido por las mayores complejidades operativas como la gestión del feedstock y del digestato que pueden disminuir parcialmente las ganancias de rentabilidad.

	Plant Size (MW)	Equity IRR
Categoría 1	1	-2,68%
	2	-2,68%
	3	5,76%
Categoría 2	4	5,76%
	5	5,76%
	6	5,76%
	7	5,76%
	8	7,78%
Categoría 3	9	9,98%
	10	12,53%
	11	15,57%
	12	19,35%
	13	24,20%
	14	28,87%
Categoría 4	15	28,87%
	16	28,87%

Tabla 8 - IRR en función del tamaño de la planta

5.- CONCLUSIONES

5.1.- VIABILIDAD GLOBAL

El análisis realizado sobre la planta de biometano con digestión anaerobia de residuos ganaderos y agrícolas, aplicando la metodología DCF estándar en project finance, confirma la viabilidad económica del proyecto bajo los supuestos realistas previamente comentados.

El IRR del proyecto es del 18.92% con un WACC del 7.89%, trayendo los flujos de caja a valor presente, obtenemos un valor neto presente (VAN) de k22.739 €, un IRR de 198.92% para el proyecto y del 28.87% para el el capital de los inversores (equity). Por lo que podemos afirmar que el proyecto bajo los supuestos presentados es viable económicamente y atractivo para inversores. Estos indicadores sitúan al proyecto en el rango viable de infraestructura

5.2.- CONDICIONES CRÍTICAS

El análisis de sensibilidad realizado permite identificar una serie de factores críticos que deben cumplirse para que el proyecto resulte atractivo para los inversores. En primer lugar, el tamaño de la planta y por consecuencia el aprovechamiento de las economías de escala es crucial. En segundo lugar, garantizar un precio de venta del biometano adecuado es un elemento clave, pues garantiza unos ingresos estables durante la vida útil de la planta.

Por último, la localización del proyecto y la eficiencia en la gestión del feedstock y del digestato son aspectos fundamentales, pues esta variable podría marcar la diferencia entre un proyecto viable y un proyecto económicamente no viable.

5.3.- FUTURAS LÍNEAS

A pesar de los riesgos que afectan a la rentabilidad de los proyectos de biometano, existen oportunidades de desarrollo que pueden reforzar de forma significativa su atractivo económico. Una de las principales ventajas de estas plantas es la generación de CO_2 biogénico durante el proceso de

upgrading del biogás. Este CO_2, al ser de origen renovable y presentar una elevada pureza, puede capturarse y gestionarse a costes inferiores a los del CO_2 de origen fósil, lo que abre la posibilidad de generar ingresos adicionales mediante su valorización. La captura de CO_2 biogénico requiere inversiones adicionales en tecnologías específicas, pero permite su comercialización en sectores ya consolidados, como la industria alimentaria, de bebidas o determinados procesos industriales. Asimismo, existen aplicaciones emergentes con elevado potencial, como la producción de biometanol o la generación de créditos BECCS mediante el almacenamiento permanente del CO_2, que podrían convertirse en fuentes relevantes de ingresos a medio y largo plazo, aunque todavía dependen del desarrollo del marco regulatorio y de la madurez de los mercados.

De forma complementaria, el digestato generado en el proceso de digestión anaerobia puede valorizarse como fertilizante orgánico, especialmente en entornos rurales, contribuyendo a prácticas agrícolas más sostenibles, si bien su comercialización presenta limitaciones logísticas y regulatorias.

En conjunto, la valorización de estos subproductos permite diversificar los flujos de ingresos de las plantas de biometano, reducir su dependencia del precio de venta del gas y mejorar su perfil de riesgo, reforzando así su viabilidad económica y su atractivo como inversión en el contexto de la transición hacia una economía baja en carbono.

6.- DECLARACIÓN DE IA

Por la presente, yo, Ignacio Téllez Ruiz, estudiante de Dobel Grado en Ingeniería En Tecnologías Industriales y Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Pontificia Comillas al presentar el Trabajo Fin de Grado titulado titulado "Valoración Financiera de Proyectos de Energías Renovables: una Planta de Gas Renovable En España", declaro que he utilizado la herramienta de Inteligencia Artificial Generativa ChatGPT u otras similares de IAG de código sólo en el contexto de las actividades descritas a continuación

1. Constructor de plantillas: Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.
2. Sintetizador y divulgador de libros complicados: Para resumir y comprender literatura compleja.
3. Revisor: Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.
4. Traductor: Para traducir textos de un lenguaje a otro.
5. Constructor de plantillas: Para diseñar formatos específicos para secciones del trabajo.

Afirmo que toda la información y contenido presentados en este trabajo son producto de mi investigación y esfuerzo individual, excepto donde se ha indicado lo contrario y se han dado los créditos correspondientes (he incluido las referencias adecuadas en el TFG y he explicitado para que se ha usado ChatGPT u otras herramientas similares). Soy consciente de las implicaciones académicas y éticas de presentar un trabajo no original y acepto las consecuencias de cualquier violación a esta declaración.

Fecha: 29 de mayo de 2026

Firma: Ignacio Téllez Ruiz

7.- BIBLIOGRAFÍA

[1] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030).

[2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). Hoja de Ruta del Biogás. Marco estratégico de Energía y Clima.

[3] Biomethane Industrial Partnership. (2023). Insights into the current cost of biomethane production from real industry data. BIP Europe.

[4] IRENA. (2022). Renewable energy cost analysis: Biogas and biopower. International Renewable Energy Agency.

[5] European Committee for Standardization (CEN). (2019). EN 16325:2019 Biogas and biomethane for use in transport and stationary applications. Biomethane specification and test methods. CEN Publications.

[6] IRENA. (2023). Renewable energy statistics 2023. International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/publications

[7] EBA (European Biogas Association). (2023). European biogas association statistical report 2022. EBA Publications.

[8] Bloomberg New Energy Finance (BNEF). (2023). Renewable energy investment trends. Bloomberg Terminal Database.

[9] ABIOM (Asociación de Biomasa de España). (2022). Informe sectorial de biogas y biometano en España. ABIOM Publications.

[10] Real Decreto-ley 6/2023, de 19 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en materia de energía renovable y de su integración en el mercado (2023, December 19). Boletín Oficial del Estado.

[11] Biomethane Industrial Partnership (BIP Europe). (2024). Biomethane incentives and their effectiveness. Task Force 1 Report. Brussels: BIP Europe.

[12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España. (2023). Mapa de Ayudas Regionales de España 2022-2027. Madrid, España.

[13] IEA Bioenergy. (2023). Average biogas production yield by tonne of feedstock type. IEA Bioenergy.

[14] Atelge, M. R., Atabani, A. E., Banu, J. R., Krisa, D., & Kaya, M. (2020). Biogas upgrading technologies: A state-of-the-art review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 137, 110627.

[15] Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Renewable Energy Directive - RED IV). (2018, December 11). Official Journal of the European Union, L 328, 82-209.

[16] Real Decreto-ley 6/2023, de 19 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en materia de energía renovable y de su integración en el mercado. (2023, December 19). Boletín Oficial del Estado.

[17] OECD (2021). The potential of biogas and biomethane: Report on barriers and solutions. OECD Publishing.