



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
ICADE

TERMINATION RISK DEL SECTOR OIL AND GAS. LA TRANSICIÓN ENERGETICA

TRABAJO FIN DE GRADO

Autor: Ignacio Martínez García
Director: Isabel Catalina Figuerola Ferreti

MADRID | Junio 2025

Resumen

Este trabajo analiza el impacto financiero del termination risk en el sector Oil and Gas dentro del contexto actual de transición energética global hacia fuentes sostenibles. Inicialmente, se explora cómo la evolución tecnológica, las regulaciones ambientales y las expectativas del mercado están creando un mayor riesgo en la valoración de activos estratégicos del sector. Estos activos expuestos a una pérdida anticipada de valor pueden ser: reservas no explotadas, infraestructuras fósiles, etc. El núcleo del estudio se enfoca en un análisis cuantitativo de cuatro grandes empresas energéticas: ExxonMobil, Chevron, Shell y BP. El análisis utiliza indicadores específicos como el cálculo de la beta climática para medir la sensibilidad financiera ante eventos climáticos y regulatorios. También se desarrollan comparaciones de múltiplos financieros clave y un análisis de evolución bursátil de estas cuatro empresas para estudiar el impacto financiero del termination risk. Los resultados revelan diferencias estratégicas notables entre estas empresas. Las empresas europeas Shell y BP muestran un mayor compromiso con la transición energética pero una menor rentabilidad a corto plazo, mientras que las estadounidenses ExxonMobil y Chevron presentan mayor rentabilidad inmediata pero mayor exposición al riesgo climático a largo plazo. Por lo que, este estudio ofrece una visión clara y actualizada sobre cómo el sector de Oil and Gas está incorporando la incertidumbre generada por el termination risk y cómo los mercados están reaccionando ante las diferentes posiciones de las empresas sobre este riesgo.

Palabras clave

Termination risk, sector Oil and Gas, riesgo climático, valoración financiera,

Abstract

This paper analyses the financial impact of termination risk in the Oil and Gas sector within the current context of the global energy transition towards sustainable energies. Initially, it explores how technological evolution, environmental regulations and market expectations are creating more risk in the valuation of strategic assets in the sector. These assets exposed to an anticipated loss of value can be: untapped reserves, fossil infrastructures, etc. The core of the study focuses on a quantitative analysis of four major energy companies: ExxonMobil, Chevron, Shell and BP. The analysis uses specific indicators such as the calculation of climate beta to measure financial sensitivity to climate and regulatory events. It also uses comparisons of key financial multiples and a stock market performance analysis of these four companies to study the financial impact of termination risk. The results reveal strategic differences between these companies. European companies Shell and BP show greater commitment to the energy transition but lower short-term profitability, while US companies ExxonMobil and Chevron show higher immediate profitability but greater exposure to long-term climate risk. Finally, this study provides a clear and up-to-date view on how the Oil and Gas sector is incorporating the uncertainty generated by the climate change scenario into its business model.

Key words

Termination risk, Oil and Gas sector, climate risk, financial valuation

Contenido del Trabajo

Introducción.....	6
1.Repaso Bibliográfico	7
1.1 Activos en riesgo del sector oil and gas.....	7
1.1.1 Identificación de activos clave susceptibles de perder valor	7
1.1.2 Obsolescencia tecnológica y financiera.....	9
1.1.3 Modelo CRISK y Beta climática	11
1.2 Tendencias futuras de producción y uso de energía	12
1.2.1 Descenso estructural de la demanda de combustibles fósiles.....	12
1.2.2 Reconfiguración de la oferta energética global	13
1.2.3 Tensiones, incertidumbres y escenarios futuros	14
1.3. Respuesta del sector privado ante el termination risk	15
1.3.1 Revisión de estrategias y modelos de negocio	15
1.3.2 Cambios en la gobernanza y presión financiera	16
1.3.3 Riesgos de fragmentación y greenwashing	17
2. Metodología.....	18
2.1 Enfoque general y objetivos del análisis	18
2.2 Selección de empresas y creación del índice del sector	19
2.3 Cálculo de la beta climática.....	20
2.4 Análisis de múltiplos y ratios financieros.....	21
2.5 Análisis bursátil	22
2.6 Limitaciones metodológicas	23
3. Análisis	23
3.1 Análisis sectorial histórico del Oil & Gas	24
3.1.1 Evolución histórica y cambios estructurales	24
3.1.2 Análisis de correlación y eventos climáticos.....	25
3.1.3 Incorporación del riesgo climático e implicaciones para inversores.....	27

3.2.2 Análisis climático, exposición a riesgo de transición.....	29
3.2.3 Análisis de múltiplos financieros.....	32
3.2.4 Análisis bursátil	35
Anexo	42
Anexo 1. Resultados de regresión lineal de Exxon	42
Anexo 2. Resultados de regresión lineal de Chevron.....	42
Anexo 3. Resultados de regresión lineal de Shell	42
Anexo 4. Resultados de regresión lineal de BP	43
Anexo 5. Gráfica flujo de gas del Nord Stream de Feb 2022 – Jul 2023	43

Índice de Figuras

Figura 1. Proyección de generación eléctrica con combustibles fósiles entre 2010 y 2050.	8
Figura 2. Crecimiento proyectado de la capacidad 2 generación eléctrica con fuentes de bajas emisiones entre 2010 y 2050.	9
Figura 3. Impacto de los daños climáticos sobre los impulsores económicos y sus efectos macroeconómicos.	10
Figura 4. Evolución del precio del índice energético propio (2010–2024).	20
Figura 5. Grafica normalizada a 100 de los precios del índice sectorial creado, el petróleo WTI, y el gas TTF	324
Figura 6. PER por sector económico a marzo de 2025.	26
Figura 7. Grafica normalizada a 100 de los precios de 2010 a 2024 del índice del sector Oil and gas y las empresas Exxon, Chevron, Shell, y BP.	36

Índice de Tablas

Tabla 1. Composición del índice energético propio por capitalización bursátil en USD	19
Tabla 2. Cálculo de beta climática y resultados estadísticos	21
Tabla 3. Datos financieros y operativos de 2021 a 2024 de Exxon, Chevron, Shell, y BP	28
Tabla 4. Datos de inversión de 2021 a 2024 y beta climática de Exxon, Chevron, Shell, y BP	30
Tabla 5. Datos de ratios y múltiplos de 2021 a 2024 de Exxon, Chevron, Shell, y BP.	33

Introducción

El sector Oil & Gas se encuentra en un momento de transformación estructural, marcado por la transición energética global hacia modelos más sostenibles. Este cambio responde tanto a regulaciones ambientales cada vez más estrictas como al avance de tecnologías limpias y a una creciente presión por parte de los inversores y consumidores. En este nuevo contexto surge el concepto de termination risk, que hace referencia al riesgo de que ciertos activos como infraestructuras fósiles pierdan su valor antes de lo previsto debido a su incompatibilidad con los nuevos estándares ambientales, económicos o regulatorios.

Este fenómeno representa un desafío estratégico importante para las empresas del sector ya que puede afectar a su capacidad de generar beneficios futuros y a su valoración en los mercados financieros. En este trabajo se analiza cómo afecta el termination risk en los datos financieros de las empresas del sector Oil and Gas, centrándose en cuatro de las principales empresas: ExxonMobil, Chevron, Shell y BP. Para ello, se emplea un enfoque cuantitativo que incluye el cálculo de la beta climática como indicador de sensibilidad bursátil ante eventos climáticos, el análisis de múltiplos financieros representativos y el estudio comparado de su evolución bursátil desde 2010.

El objetivo es ofrecer una visión integrada de cómo las distintas estrategias corporativas frente al termination risk se reflejan en la percepción del mercado. Además, se identifican diferentes patrones entre las empresas estadounidenses y europeas. Estas diferencias son en términos de compromiso con la transición energética, rentabilidad financiera y exposición al riesgo climático. Antes del análisis cuantitativo se repasan los principales elementos teóricos, así como los recientes desarrollos regulatorios y las tendencias globales del sector para comprender mejor el contexto actual y poder analizar correctamente los resultados.

1.Repaso Bibliográfico

1.1 Activos en riesgo del sector oil and gas

La transición hacia un modelo energético bajo en carbono ha transformado radicalmente las expectativas sobre el futuro del sector Oil & Gas. En este nuevo entorno, activos que fueron considerados estratégicos durante décadas, comienzan a mostrar signos de vulnerabilidad. Reservas de hidrocarburos sin explotar, infraestructuras físicas y proyectos de inversión de largo plazo se enfrentan a un creciente riesgo de perder valor de forma prematura. Todo esto como consecuencia de los cambios tecnológicos, regulatorios y de mercado. Esta situación supone un cambio significativo tanto para las empresas del sector como para los inversores, dado que compromete la rentabilidad futura del sector, aumenta la exposición al riesgo financiero y puede afectar a la estabilidad de los mercados.

1.1.1 Identificación de activos clave susceptibles de perder valor

El primer conjunto de activos en riesgo lo constituyen las reservas de petróleo y gas no explotadas, que tradicionalmente han representado una parte fundamental del valor bursátil y estratégico de las compañías fósiles. Estas reservas han sido consideradas activos valiosos bajo el supuesto de que en el futuro serían una explotaciones rentables. Sin embargo, este supuesto se ve cada vez más debilitado por proyecciones de demanda decreciente, especialmente en los escenarios alineados con los objetivos climáticos globales. La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023) ha señalado que, para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, no se deberían aprobar nuevos proyectos de exploración de petróleo y gas. Esto muestra la gran importancia que están consiguiendo otras fuentes de energía y pone en evidencia que las reservas de petróleo y gas están cada vez más expuestas al llamado termination risk. Este concepto como se ha mencionado antes hace referencia al riesgo de que determinados activos se vean abruptamente desvalorizados o abandonados antes del final de su vida útil prevista. Este supuesto se puede ver en la Figura 1 en el que se representa la proyección para dejar de utilizar gas y petróleo para la generación eléctrica hasta el año 2050.

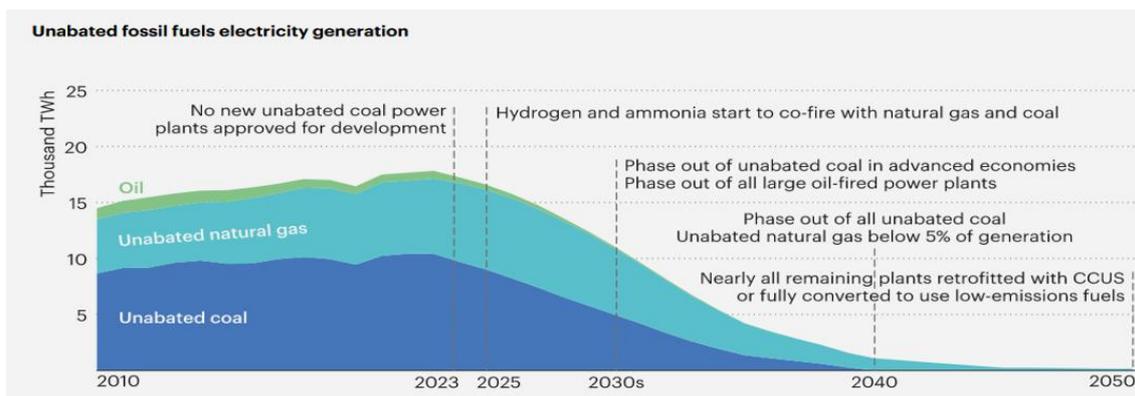


Figura 1. Proyección de generación eléctrica con combustibles fósiles entre 2010 y 2050.

Fuente: Adaptado de CRISK, Termination Risk and Greenwashing (2024).

Esta situación genera problemas contables. Aunque muchas empresas siguen contabilizando sus reservas como activos con valor, los mercados financieros comienzan a valorar la probabilidad de que esas reservas nunca lleguen a extraerse. Según Semieniuk et al. (2022), la pérdida de valor de estos stranded assets podría suponer una pérdida de trillones de dólares para inversores, fondos de pensiones y gobiernos en economías avanzadas. Se entiende por stranded assets aquellos activos que, como consecuencia de cambios regulatorios, tecnológicos o de mercado, ya no pueden generar un retorno económico esperado y quedan parcial o totalmente inutilizados antes de agotar su vida útil. Esta discrepancia entre valor contable y valor de mercado ha sido destacada por Engle (2024), quien afirma que: “El valor de los stranded assets en los balances sigue siendo muy superior a su valor de mercado. Por lo tanto, cabría esperar que las empresas con un termination risk substancial tuvieran ratios PER y Precio/Valor Contable bajos.”

Además de las reservas, otro conjunto de activos amenazados son las infraestructuras físicas del sector. Estas serían: plataformas offshore, refinerías, oleoductos, plantas de regasificación y de gas natural licuado (LNG) entre otros. Estas infraestructuras, diseñadas para un uso intensivo y prolongado, podrían quedar obsoletas mucho antes de lo previsto. La caída de la demanda, la presión normativa sobre emisiones y la competitividad de las tecnologías renovables están haciendo que caiga la rentabilidad esperada de estos activos. A su vez, las restricciones legales como las normativas de eficiencia energética o de captura de carbono hacen que los costes de operación y mantenimiento sean mas caros.

El riesgo de desvalorización se ve agravado por las dinámicas del propio mercado financiero. Campos-Martins y Hendry (2024) han demostrado que existe una volatilidad

común global en los precios de las acciones de empresas del sector oil and Gas en respuesta a noticias sobre cambio climático y políticas energéticas. Esta reacción coordinada del mercado refleja la percepción generalizada de que los activos del sector están perdiendo valor en un entorno donde la transición energética es cada vez más creíble y efectiva.

En paralelo, muchas de las empresas del sector están optando por estrategias de consolidación. Las recientes adquisiciones de Pioneer Natural Resources por ExxonMobil o de Hess por Chevron no suponen una expansión, sino una búsqueda de rentabilidad en un entorno de reducción estructural. Estas operaciones indican que el sector ya está anticipando su propia contracción, lo cual refuerza la necesidad de revisar la valoración real de sus activos clave (Engle, 2024).

1.1.2 Obsolescencia tecnológica y financiera

La transición energética no solo implica una sustitución de fuentes energéticas, sino también una transformación de las tecnologías subyacentes. En este proceso, muchas de las tecnologías actuales del sector fósil se vuelven obsoletas. La generación renovable: solar, eólica, hidroeléctrica, el almacenamiento mediante baterías, la electrificación del transporte, y el desarrollo del hidrógeno verde, están desplazando las soluciones basadas en hidrocarburos. Este cambio tecnológico viene acompañado de políticas públicas que favorecen las inversiones limpias a través de subsidios, exenciones fiscales y créditos verdes. Este cambio de tecnología de energías y futuras tendencias se puede ver en la Figura 2.

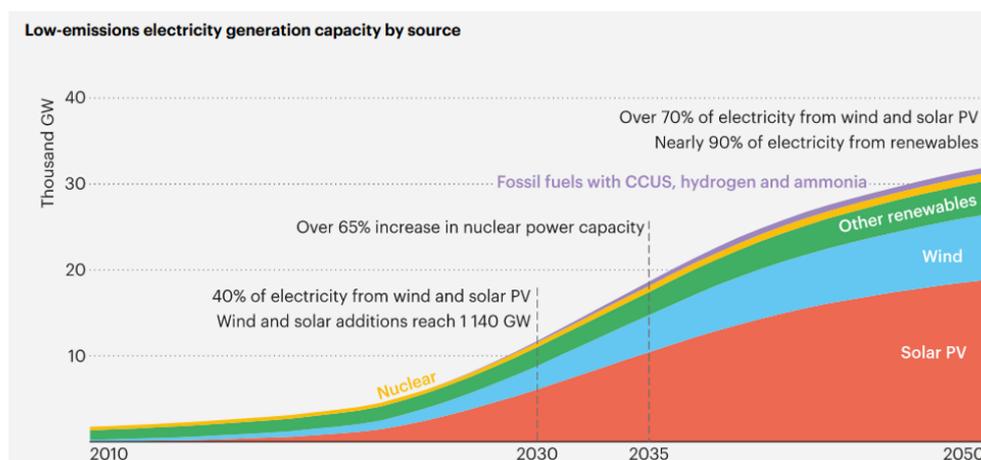


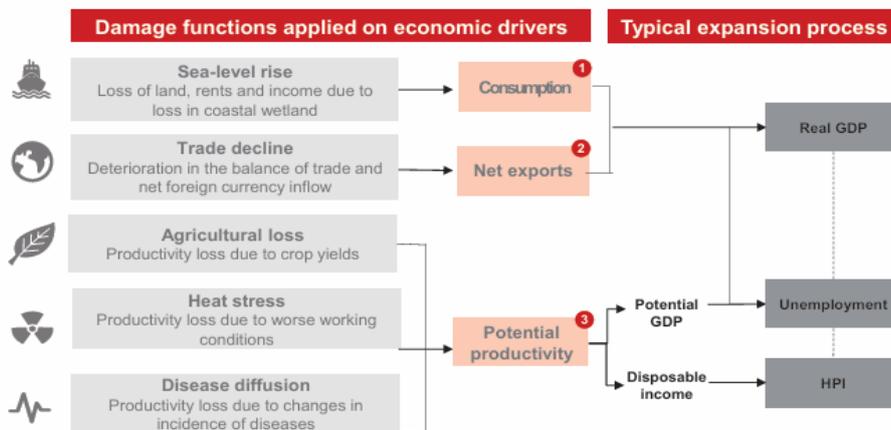
Figura 2. Crecimiento proyectado de la capacidad de generación eléctrica con fuentes de bajas emisiones entre 2010 y 2050.

Fuente: Adaptado de CRISK, Termination Risk and Greenwashing (2024).

La obsolescencia afecta tanto a las tecnologías físicas como a las capacidades organizativas y humanas de las empresas fósiles. Muchas de ellas no cuentan con la experiencia ni la estructura adecuada para liderar proyectos de energía limpia. Engle (2024) advierte que, en la mayoría de los casos, las empresas fósiles no tienen ventajas competitivas para desarrollar energías renovables. De hecho, su incursión en este mercado puede generar desconfianza en los inversores, quienes prefieren que esos flujos de caja se repartan como dividendos antes que en inversiones inciertas.

Este dilema estratégico ha generado una respuesta defensiva, la priorización del corto plazo. Muchas empresas del sector han intensificado sus políticas de retribución al accionista, mediante dividendos y recompras de acciones, en lugar de reinvertir en nuevas infraestructuras. Esta estrategia responde a la lógica del termination risk. Si los inversores y directivos consideran que el fin del modelo fósil está cerca, la opción más racional es maximizar el beneficio inmediato antes de que los activos pierdan su valor.

A nivel financiero, esta situación se traduce en mayores primas de riesgo y un encarecimiento del capital. Las empresas fósiles enfrentan dificultades crecientes para financiarse, como lo muestran los spreads más elevados en emisiones de (Allman, 2021). El termination risk también ha provocado las rebajas de calificación crediticia de algunas empresas debido a nuevos métodos de valoración como se muestra en la Figura 3. Además, el termination risk no solo reduce las expectativas de beneficios futuros, sino que también acorta el horizonte de inversión, lo que limita la capacidad de realizar proyectos a largo plazo.



Source: Moody's Analytics

Figura 3. Impacto de los daños climáticos sobre los impulsores económicos y sus efectos macroeconómicos.

Fuente: Moody's Analytics

1.1.3 Modelo CRISK y Beta climática

Para contextos donde la importancia de eventos climáticos cobra importancia, se ha desarrollado el indicador CRISK. Esta es una herramienta avanzada para cuantificar el déficit de capital que podrían sufrir las entidades financieras bajo escenarios de estrés climático. Este modelo propuesto por Engle et al (2023) adapta la metodología SRISK, originalmente concebida para medir el riesgo sistémico de bancos en crisis financieras generales, al contexto del riesgo climático. Este indicador está más actualizado incorporando un factor específico de transición energética.

El CRISK estima la pérdida esperada de capital en una entidad financiera bajo un escenario de transición energética desordenada, y se calcula como una función del tamaño del banco, su apalancamiento y su sensibilidad a un factor climático, medido a través de la beta climática (Engle, Jung y Berner, 2023). Esta beta se explica más adelante, pero representa la reacción de los rendimientos bursátiles ante variaciones en una cartera de activos intensivos en carbono. A partir de este enfoque, el modelo permite generar estimaciones dinámicas y basadas en mercado sobre la exposición de una entidad financiera al termination risk.

El CRISK es particularmente útil para simular el impacto financiero de una caída abrupta en el valor de los activos fósiles, tanto a través del canal de riesgo de mercado como del canal de crédito. En su aplicación empírica, Engle y su equipo estiman que, en el pico de 2020, el CRISK agregado de los cuatro mayores bancos estadounidenses superó los 425.000 millones de dólares, lo que representaba aproximadamente el 47 % de su capitalización bursátil (Jung, Engle y Berner, 2023).

Este enfoque es especialmente valioso para los reguladores financieros, ya que permite anticipar de forma cuantitativa qué instituciones podrían amplificar una crisis climática si no se adaptan a tiempo. Además, puede aplicarse a aseguradoras y otros intermediarios, y complementarse con métricas como el marginal CRISK, que aísla el efecto exclusivo del riesgo climático. En conjunto, representa un paso clave hacia una medición más rigurosa, prospectiva y orientada a escenarios del riesgo climático sistémico.

Además de indicadores como CRISK, ha cobrado especial relevancia la utilización de las betas climáticas como herramienta para medir la exposición de activos financieros al riesgo de transición. Este concepto, como menciona Engle et al. (2020), permite cuantificar la sensibilidad de los rendimientos de un activo ante cambios en la percepción

del riesgo climático, generalmente recogida mediante índices de noticias o factores climáticos contruidos con criterios ESG. Estos criterios permiten evaluar el comportamiento sostenible y ético de una empresa, y se han convertido en una referencia clave para los inversores en la identificación de riesgos asociados al cambio climático.

Al igual que la beta del modelo CAPM mide la sensibilidad de un activo respecto al mercado general, la beta climática estima en qué medida el valor de una acción o índice bursátil varía ante noticias climáticas negativas o eventos regulatorios relacionados con la transición energética. Una beta positiva indica que el activo tiende a perder valor ante noticias climáticas, mientras que una beta negativa sugiere que se beneficia, como suele ocurrir con empresas de sectores verdes.

En el trabajo de Pérez Arqueros (2024), se aplica esta metodología de beta climática a distintos índices bursátiles regionales utilizando factores climáticos derivados de índices MSCI. Los resultados muestran diferencias significativas entre regiones. Mientras que en Europa las betas climáticas obtenidas son en su mayoría estadísticamente significativas, en Estados Unidos y Japón su relación con el riesgo climático resulta menos clara. Este hallazgo sugiere que los inversores europeos están incorporando de manera más sistemática el riesgo climático en sus decisiones de inversión.

1.2 Tendencias futuras de producción y uso de energía

La transición energética, más allá de un mero reemplazo de fuentes de energía, se trata de una transformación profunda que afecta a los modelos de consumo, a la oferta energética, a la estructura productiva y al funcionamiento de los mercados financieros. Esta transformación está impulsada por objetivos y regulaciones climáticas internacionales, pero también por dinámicas tecnológicas, industriales y de mercado que aceleran la progresiva marginalización de los combustibles fósiles.

1.2.1 Descenso estructural de la demanda de combustibles fósiles

Según la IEA (2023) y el IPCC (2023), la demanda global de combustibles fósiles está cerca de su pico histórico y de mantenerse las tendencias actuales, comenzará un descenso estructural e irreversible, impulsado por tres transformaciones clave: la electrificación del transporte, la mejora de la eficiencia energética y la descarbonización industrial.

El transporte genera el 23 % de las emisiones energéticas de CO₂ y ha sido tradicionalmente dependiente del petróleo. Sin embargo, la expansión del vehículo

eléctrico (VE) está cambiando esta dinámica. En 2022 se vendieron más de 10 millones de VEs, un 14 % del total mundial, y se prevé que alcancen el 35 % en 2030 (IEA, 2023). Políticas como la prohibición de ventas de vehículos de combustión en 2035 en la UE, junto con avances tecnológicos, aceleran esta transición. Schaeffer (2015) destaca que este cambio no solo reduce emisiones, sino que redefine la matriz energética hacia fuentes renovables.

Entre 2015 y 2022, las mejoras en eficiencia evitaron más de 3,5 Gt de CO₂ (IEA, 2023). Equipos como bombas de calor o motores eléctricos consumen mucha menos energía que sus equivalentes fósiles. Además, las industrias eficientes ganan competitividad y son menos vulnerables a los precios del crudo (Schaeffer, 2015), lo que reduce la necesidad de inversión en infraestructuras fósiles.

Sectores como el acero o el cemento están adoptando tecnologías bajas en carbono, especialmente hidrógeno verde, que puede sustituir al gas natural en procesos intensivos en calor. En 2023 se desarrollaron en el mundo más de 1.000 proyectos con más de 300.000 millones de dólares de inversión (Hydrogen Council, 2023). Según Morris et al. (2023), este cambio está respaldado por políticas públicas e innovación, y ya está en marcha en empresas como ArcelorMittal.

En conjunto, estas dinámicas confirman que la caída de la demanda fósil no es una hipótesis futura, sino una transformación estructural en curso. Como advierte Engle (2024), este contexto genera incertidumbre creciente para los activos del sector Oil & Gas.

1.2.2 Reconfiguración de la oferta energética global

Mientras la demanda de energía se transforma, la oferta experimenta un cambio estructural igualmente profundo. Las señales del mercado son claras: en 2023, la inversión global en tecnologías limpias superó por primera vez los 1,7 billones de dólares, superando la inversión en petróleo y gas (IEA, 2023). Este giro de capital responde tanto a la competitividad creciente de las energías renovables como a la percepción de riesgo asociada a nuevas inversiones fósiles.

Engle (2024) argumenta que las grandes petroleras han optado por una estrategia de “retirada ordenada”, priorizando el retorno a los accionistas mediante dividendos y recompra de acciones, antes que reinvertir en activos de largo plazo con un horizonte incierto. Esta conducta es coherente con su modelo de termination risk, en el cual, cuanto

más próximo se percibe el fin del negocio fósil, menor será el incentivo para realizar inversiones de capital intensivo. Los datos de Goldman Sachs (2022) confirman este comportamiento. La inversión en energía fósil cayó un 35 % entre 2015 y 2022, a pesar de los altos precios del crudo.

Además, como destacan Morris et al. (2023), la nueva oferta energética no se configura como una réplica del sistema fósil centralizado; sino como una red distribuida, y digitalizada. Tecnologías como el almacenamiento en baterías, microrredes de energía y la inteligencia artificial están permitiendo una gestión más eficiente de la generación y el consumo. Esto reduce la necesidad de infraestructuras fósiles a gran escala.

Por otro lado, el sector público está desempeñando un papel cada vez más determinante en el impulso de la transición energética y en la reconfiguración del sistema productivo hacia modelos compatibles con la descarbonización. Este proceso, enmarcado dentro de los compromisos internacionales como el Acuerdo de París o el Pacto Verde Europeo, implica no solo promover la expansión de las energías renovables, sino también desincentivar progresivamente la continuidad del sector fósil, lo que acelera los riesgos de obsolescencia y desaparición que enfrenta la industria Oil & Gas.

1.2.3 Tensiones, incertidumbres y escenarios futuros

A pesar del avance claro de la transición, la trayectoria sigue siendo incierta, pero se sabe que el ritmo, la coherencia y la credibilidad de las políticas públicas serán determinantes. Campos-Martins y Hendry (2024) muestran en su trabajo como hay una reacción clara del mercado financiero ante noticias climáticas. Esto indica que la percepción de credibilidad de las políticas climáticas es un factor clave para que las empresas ajusten su comportamiento.

Esta credibilidad no es homogénea ni estable. Como señalan Morris et al. (2023), cambios políticos, presiones sociales y conflictos geopolíticos pueden acelerar o frenar la transición. La guerra en Ucrania, por ejemplo, llevó a una reactivación temporal del carbón en Europa, al mismo tiempo que motivó nuevas inversiones en eficiencia energética y renovables. Estos movimientos muestran que, aunque la transición puede fluctuar, su dirección estructural no se ha invertido.

Asimismo, la industria del Oil & Gas ha sido un actor político internacional por derecho propio. Compañías transnacionales han operado como extensiones de las estrategias diplomáticas de sus países de origen, participando en negociaciones internacionales,

gestionando conflictos locales, y manteniendo relaciones bilaterales con Estados receptores en función del acceso a recursos energéticos (Gamsó et al., 2024).

La aparición del termination risk como consecuencia de la transición energética plantea un cambio estructural en este equilibrio de poder. Si los activos fósiles pierden valor anticipadamente, y la demanda global se reduce por debajo de las expectativas, la base económica y diplomática de muchos países exportadores quedará debilitada. Esta pérdida de relevancia puede desestabilizar regímenes cuya legitimidad depende de los ingresos por hidrocarburos, como los del Golfo Pérsico o Venezuela.

1.3. Respuesta del sector privado ante el termination risk

El sector privado, y en particular la industria del Oil & Gas, se enfrenta a un desafío estratégico ante la aceleración de la transición energética y el aumento del termination risk. Aunque la respuesta es diferente entre empresas, regiones y segmentos, se pueden identificar algunos patrones comunes en las estrategias adoptadas por las compañías para adaptarse o resistirse a este nuevo escenario.

1.3.1 Revisión de estrategias y modelos de negocio

Ante la presión climática, las empresas del sector han comenzado a modificar sus planes de inversión, con estrategias que combinan descarbonización progresiva y diversificación hacia nuevos modelos energéticos. Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2023), la mayoría de los planes de transición actuales del sector privado aún no están alineados con trayectorias de emisiones netas cero, lo que pone en riesgo la viabilidad de sus operaciones en horizontes de medio y largo plazo.

Algunas compañías, como TotalEnergies o Repsol, han adoptado estrategias duales. Por un lado, se comprometen públicamente con metas climáticas ambiciosas, y por otro, siguen invirtiendo en proyectos de exploración fósil, especialmente en países en desarrollo. Esta coexistencia de estrategias refleja una tensión estructural entre mantener la rentabilidad en el corto plazo y prepararse para un entorno regulatorio y tecnológico en rápida evolución.

KPMG (2024) destaca que el sector del petróleo y gas tendrá que redefinir no solo su cartera energética, sino también su identidad económica. Esto implica reconfigurar la misión corporativa, abandonar métricas tradicionales basadas únicamente en retornos

financieros, e incorporar indicadores relacionados con impacto ambiental, circularidad y resiliencia climática.

A pesar de estos cambios, la IEA advierte que las inversiones en tecnologías bajas en carbono por parte del sector privado representan todavía una proporción muy reducida del gasto total en capital de las empresas fósiles. Esta inercia podría acentuar la exposición al termination risk en un contexto donde la demanda de petróleo comience a bajar estructuralmente.

1.3.2 Cambios en la gobernanza y presión financiera

Una de las palancas más efectivas de transformación ha sido la creciente presión ejercida por inversores institucionales, fondos de pensiones y grandes aseguradoras, que han comenzado a condicionar su financiación al desempeño climático de las empresas. Esta tendencia se ha traducido en la adopción generalizada de marcos como el TCFD, el uso de métricas ESG y compromisos de descarbonización net-zero. El TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures) es un marco internacional que promueve la transparencia en la divulgación de riesgos y oportunidades financieras relacionadas con el cambio climático. Por su parte, las métricas ESG evalúan factores ambientales, sociales y de gobernanza, y permiten a los inversores identificar empresas con prácticas sostenibles y gestionar mejor los riesgos asociados al contexto climático y regulatorio actual.

Van der Ploeg & Rezai (2020) argumentan que, en ausencia de señales regulatorias claras, el capital privado actúa guiado por expectativas de rentabilidad ajustadas al riesgo climático. En este sentido, la integración del termination risk en las métricas de análisis financiero representa una nueva frontera para la gestión del riesgo corporativo.

Además, los órganos de gobierno de muchas empresas están empezando a incluir competencias específicas en sostenibilidad, transición energética o economía circular, lo que refleja un cambio en la estructura de gobernanza. Sin embargo, este cambio es aún muy nuevo por lo que no está lo suficientemente desarrollado. Como destaca la IEA (2023), la mayoría de las decisiones estratégicas de inversión siguen estando dominadas por consideraciones financieras tradicionales, lo que limita el ritmo de adaptación efectiva.

Esta presión también se observa en el mercado de deuda. Empresas con planes creíbles de descarbonización acceden a mejores condiciones de financiación, mientras que

aquellas percibidas como inmóviles enfrentan un encarecimiento de su coste de capital. La presión financiera actúa de esta manera como un “mecanismo corrector”, aunque aún insuficiente para alinear al conjunto del sector con las metas climáticas globales.

1.3.3 Riesgos de fragmentación y greenwashing

Aunque el discurso climático se ha generalizado entre las grandes empresas del sector energético, las prácticas reales continúan siendo heterogéneas. Algunas empresas han emprendido transformaciones estructurales, mientras que otras se han limitado a iniciativas para lavar su imagen, como publicaciones de informes ESG sin un contenido verificable o sin compromisos vinculantes.

Esta asimetría genera una división competitiva. Las empresas que lideran la transición obtienen beneficios reputacionales y mejores relaciones con stakeholders, mientras que las rezagadas conservan márgenes a corto plazo, pero asumen riesgos crecientes a medida que la regulación y el mercado evolucionan (IEA, 2023).

El fenómeno del “greenwashing” representa un riesgo particular en este contexto. La falta de estándares claros de divulgación climática permite que algunas empresas presenten sus planes de sostenibilidad de forma sesgada o exagerada, sin transparencia suficiente sobre su alineamiento real con los objetivos climáticos. Esto no solo afecta la eficiencia del mercado, sino que también puede erosionar la confianza de los inversores y consumidores en los procesos de transición.

La Agencia Internacional de la Energía (2023) advierte que, si el sector privado no acelera de forma creíble su transformación, será difícil alcanzar las metas de París incluso con políticas públicas más ambiciosas. Por tanto, el comportamiento del sector privado, tanto en términos de inversión como de credibilidad, será determinante para el éxito o fracaso de la transición energética.

En este contexto de cambio estructural, las empresas del sector Oil & Gas se enfrentan al desafío de redefinir su papel en un sistema energético cada vez más descarbonizado. La presión de los reguladores, los avances tecnológicos y, especialmente, las exigencias de los inversores institucionales están forzando a las compañías a revisar sus estrategias de inversión, adoptar compromisos climáticos creíbles y alinear sus operaciones con nuevos estándares y métricas. En los siguientes apartados, exploraremos cómo esta transición ecológica y los riesgos climáticos están afectando directamente la valoración financiera

de los activos en el sector, alterando las métricas tradicionales de evaluación y obligando a los agentes del mercado a incorporar nuevos criterios de riesgo.

2. Metodología

2.1 Enfoque general y objetivos del análisis

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto financiero del termination risk en el sector Oil and Gas, mediante un enfoque cuantitativo que permita evaluar de forma empírica la vulnerabilidad de las empresas de este sector ante la transición energética. La metodología combina indicadores de exposición al riesgo climático, comportamiento bursátil, decisiones de inversión y valoración financiera.

El análisis comienza con el foco en la situación global, para esto se lleva a cabo la construcción de un índice energético propio, compuesto por las 17 empresas del sector con mayor capitalización bursátil. Este índice se utiliza como referencia para dos propósitos. Por un lado, para comparar su evolución con los precios del petróleo WTI y del gas TTF desde 2010 hasta 2024. Lo que permite contextualizar los movimientos estructurales del mercado energético global. Por otro lado, sirve como benchmark para el análisis bursátil posterior de las compañías seleccionadas.

Posteriormente se profundiza en el análisis de las empresas seleccionadas empezando con el análisis de exposición climática. Para ello se ha calculado la beta climática de cada empresa, como medida de sensibilidad ante shocks climáticos o regulatorios, y se han estimado las inversiones en tecnologías bajas en carbono como porcentaje del CAPEX total. El análisis climático da pie al análisis por comparación de múltiplos financieros relevantes. Para finalizar, el análisis examina el comportamiento bursátil de cada firma, tanto en términos de evolución individual como en relación con el índice sectorial construido.

En conjunto, este análisis busca ofrecer una visión integrada sobre cómo el mercado y los inversores están respondiendo al termination risk. Por lo que se evalúa la capacidad de adaptación de las grandes petroleras en un contexto de mayor regulación.

2.2 Selección de empresas y creación del índice del sector

El análisis se centra en cuatro grandes compañías del sector Oil & Gas: ExxonMobil, Shell, BP y Chevron. Estas empresas han sido seleccionadas por su relevancia global, capitalización bursátil, representatividad geográfica, disponibilidad de información financiera y sostenibilidad, y su alta exposición a activos fósiles. Estas características las convierte en casos clave para evaluar el termination risk.

Además, se ha construido un índice energético propio, compuesto por las 17 empresas del sector con mayor capitalización bursátil a nivel global, que se ha utilizado como referencia de comportamiento del sector oil and Gas. Los criterios de inclusión han sido: pertenencia al sector energético tradicional excluyendo renovables puras, representatividad internacional y, disponibilidad de datos bursátiles mensuales desde al menos 2010.

A continuación, se presentan dos elementos clave de esta construcción

Nombre	Acciones	Precio (\$)	Market Cap (\$)	Peso
Exxon Mobil Corp	4381,12	104,70	458681,04	0,2441
Chevron Corp	1678,00	136,55	229131,04	0,1219
Shell PLC	6085,41	33,29	202576,74	0,1078
TotalEnergies SE	2245,12	59,34	133221,14	0,0709
ConocoPhillips	1292,38	88,19	113974,90	0,0607
Reliance Industries Ltd	5881,86	16,70	98207,60	0,0523
Enbridge Inc	2156,75	45,47	98069,40	0,0522
BP PLC	16047,91	4,87	78111,57	0,0416
Williams Cos Inc/The	1213,66	58,22	70659,11	0,0376
Canadian Natural Resources Ltd	2057,68	30,87	63516,75	0,0338
EOG Resources Inc	560,27	112,13	62823,52	0,0334
TC Energy Corp	1037,93	49,66	51540,17	0,0274
Schlumberger NV	1396,75	34,32	47936,36	0,0255
ONEOK Inc	582,98	82,04	47827,27	0,0255
Suncor Energy Inc	1248,92	35,35	44149,66	0,0235
Valero Energy Corp	314,88	128,79	40553,01	0,0216
Hess Corp	290,23	131,09	38046,78	0,0202

Tabla 1. Composición del índice energético propio por capitalización bursátil en USD

Fuente. Elaboración propia en Excel con datos de Bloomberg (2025).

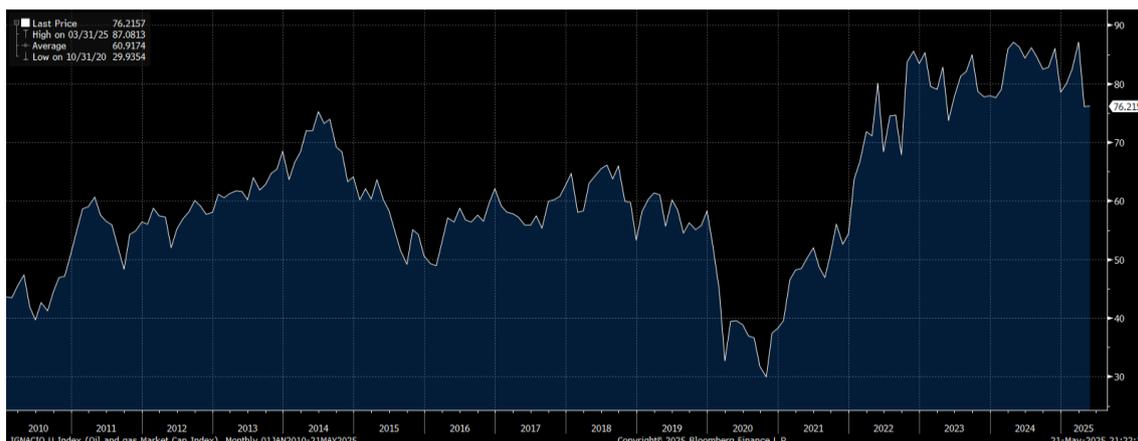


Figura 4. Evolución del precio del índice energético propio (2010–2024).

Fuente. Elaboración propia en Bloomberg (2025).

Como se ha mencionado antes, la evolución del precio del índice, representada en la Figura 4, se va a utilizar más adelante como base comparativa en dos partes clave del análisis. Primero, en el apartado 3.1, para contextualizar la evolución del sector energético frente a los precios del petróleo WTI y del gas TTF. Segundo, en el apartado 3.2, como índice de referencia bursátil para evaluar el comportamiento individual de las empresas seleccionadas frente a su sector.

2.3 Cálculo de la beta climática

La beta climática se utiliza como medida de sensibilidad del precio ante el riesgo asociado a la transición energética. Siguiendo la metodología propuesta por Engle, Jung y Berner (2023), se calcula mediante una regresión lineal entre los rendimientos mensuales de las acciones de cada empresa y los rendimientos de un índice climático de referencia. En este caso se ha escogido el índice MSCI Climate Change Index.

La ecuación aplicada para calcular la beta climática es la siguiente.

$$R_i = \alpha + \beta_{clim} \cdot R_{clim} + \varepsilon$$

donde R_i representa el rendimiento mensual de la acción de la empresa, y R_{clim} corresponde al rendimiento mensual del índice climático. El cálculo se ha realizado tras haber sacado de Bloomberg y Factset los precios mensuales de los últimos 5 años tanto del índice como de las empresas, y haber calculado sus rendimientos. El análisis se ha hecho a través de un modelo de regresión lineal simple en Excel y el nivel de confianza

elegido ha sido del 95 %. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para las cuatro compañías analizadas.

Empresa	Beta climática	Intervalo de confianza (95%)	p-valor	Significativa (B < 0.05)
ExxonMobil	0,904	[0,535 ; 1,273]	$6,25 \times 10^{-6}$	si
Shell	0,536	[0,179 ; 0,893]	0,00378	si
BP	0,532	[0,169 ; 0,895]	0,00465	si
Chevron	0,732	[0,340 ; 1,125]	0,0004	si

Tabla 2. Cálculo de beta climática y resultados estadísticos

Fuente. Elaboración propia en Excel (2025).

Los resultados muestran niveles de significancia estadística elevada en el que el p-value < 0.01 en todos los casos, lo que sugiere una alta fiabilidad estadística en los coeficientes estimados. Además, los intervalos de confianza son estrechos, lo que refuerza la credibilidad técnica del modelo para los cálculos. También se refleja la posible relevancia empírica de las betas climáticas como indicador de exposición al riesgo climático. Los demás resultados estadísticos se pueden observar en los anexos del 1 al 4. La interpretación económica y comparativa de estos resultados se desarrolla en el bloque de análisis.

2.4 Análisis de múltiplos y ratios financieros

Para evaluar la evolución de la valoración financiera de las empresas analizadas en un contexto de transición energética, se han recopilado cinco indicadores clave para el periodo 2021–2024.

PER. Refleja la relación entre el precio de mercado y los beneficios de la empresa. Un PER bajo puede estar vinculado a expectativas negativas sobre los beneficios futuros en sectores en declive.

EV/EBITDA. Mide el valor total de la empresa en relación con su capacidad operativa de generación de beneficios. Es útil para comparar compañías con estructuras de capital distintas.

CAPEX/EBITDA. Indica el esfuerzo inversor en relación con el flujo operativo, permitiendo analizar el grado de reinversión o contención de capital en un entorno de creciente incertidumbre.

Producción / Reservas probadas. Muestra la velocidad de explotación de los recursos disponibles, un aspecto clave ante la posibilidad de que parte de las reservas se conviertan en *stranded assets*

ROIC. Mide la rentabilidad sobre el capital invertido y permite evaluar si las inversiones en activos fósiles siguen generando retornos atractivos frente al riesgo de desvalorización anticipada

Estos múltiplos han sido seleccionados por su capacidad para captar señales del mercado relacionadas con la rentabilidad, el modelo operativo y las expectativas de largo plazo de las compañías del sector energético. La información se ha obtenido de Bloomberg y FactSet. La Tabla 5 representa los valores anuales para las cuatro empresas en el bloque de análisis. Esta información permite analizar de forma comparada cómo el mercado financiero responde al contexto cambiante del sector Oil and Gas.

2.5 Análisis bursátil

Como parte final del enfoque cuantitativo del trabajo, se ha realizado un análisis del comportamiento bursátil de las empresas seleccionadas con el objetivo de observar cómo ha evolucionado su valoración en los mercados financieros durante los últimos años, en el contexto de la transición energética y el aumento del termination risk.

Se han recopilado los precios mensuales de las acciones de ExxonMobil, Chevron, Shell y BP desde el año 2010 hasta 2024, y se han comparado con un índice energético propio, construido a partir de las 17 compañías del sector con mayor capitalización bursátil global. Este índice actúa como benchmark sectorial para identificar patrones agregados y contrastarlos con el comportamiento individual de cada compañía. Para visualizar esta comparación, se ha realizado la Figura 7 que es una gráfica normalizada propia creada en Bloomberg que representa conjuntamente la evolución del índice energético y la de las cuatro empresas analizadas. Esta gráfica permite detectar posibles divergencias en la percepción del mercado respecto a cada firma en relación con el conjunto del sector.

Este análisis facilita la identificación de señales de ajuste del mercado ante la exposición de las petroleras al riesgo de transición y permite evaluar si los inversores están anticipando escenarios de desvalorización diferencial dentro del sector.

2.6 Limitaciones metodológicas

El enfoque adoptado en este trabajo permite capturar distintas dimensiones del impacto del termination risk sobre el sector Oil & Gas. Pero existen varias limitaciones que deben ser consideradas al interpretar los resultados.

Disponibilidad y calidad de los datos. Algunas empresas no desglosan de forma consistente su inversión en tecnologías limpias, lo que ha requerido el uso de estimaciones basadas en declaraciones corporativas. Esto puede afectar la comparabilidad entre compañías.

Periodo temporal y frecuencia. Aunque se ha utilizado una serie temporal amplia (2010–2024), los precios bursátiles y los datos financieros se han analizado con frecuencia mensual o anual, lo que puede suavizar reacciones de corto plazo ante eventos climáticos o regulatorios relevantes.

Construcción del índice energético. El índice propio refleja la evolución de las empresas con mayor capitalización bursátil, pero no incluye empresas de menor tamaño ni especializadas en transición energética. Esto podría sesgar el benchmark hacia modelos fósiles tradicionales.

Modelo de beta climática. El cálculo de las betas se basa en regresiones lineales simples, lo que asume una relación estable y proporcional entre las variables. Esta simplificación puede no capturar del todo las dinámicas no lineales o los efectos asimétricos de eventos climáticos extremos.

Falta de estandarización en los reportes climáticos. Las métricas relacionadas con sostenibilidad y transición energética no siguen todavía estándares homogéneos a nivel global, lo que dificulta el análisis cuantitativo riguroso entre compañías.

Estas limitaciones no invalidan el análisis, pero sí invitan a interpretar los resultados con cautela. Los resultados deberían ser considerados como parte de una aproximación progresiva a la cuantificación de los riesgos climáticos en el ámbito energético.

3. Análisis

Este apartado analiza cómo el termination risk, particularmente dado por el riesgo climático, influye en la valoración y comportamiento financiero del sector Oil & Gas. La estructura del análisis es la explicada en el apartado de metodología. La finalidad es

estimar como impacta la exposición al riesgo climático en la valoración de mercado y múltiplos financieros de estas compañías.

La hipótesis principal es que aquellas empresas con mayor exposición al riesgo climático y menor compromiso con la inversión en transición energética experimentan un desempeño financiero relativamente peor mostrando una reducción en la valoración de su acción y sus múltiplos.

3.1 Análisis sectorial histórico del Oil & Gas

El análisis del comportamiento histórico del sector Oil & Gas, desde enero de 2010 hasta mayo de 2025, ofrece insights sobre como el sector energético está incorporando el riesgo climático. Se analiza el impacto de eventos clave como el Acuerdo de París (2015), el COVID-19 y el inicio de la guerra Rusia-Ucrania (2022). La Figura 5 compara en una gráfica normalizada a 100 la evolución de precios y correlación de tres indicadores clave: Oil and Gas Index; Precio del petróleo WTI (CL); Precio del gas natural TTF (TZT).

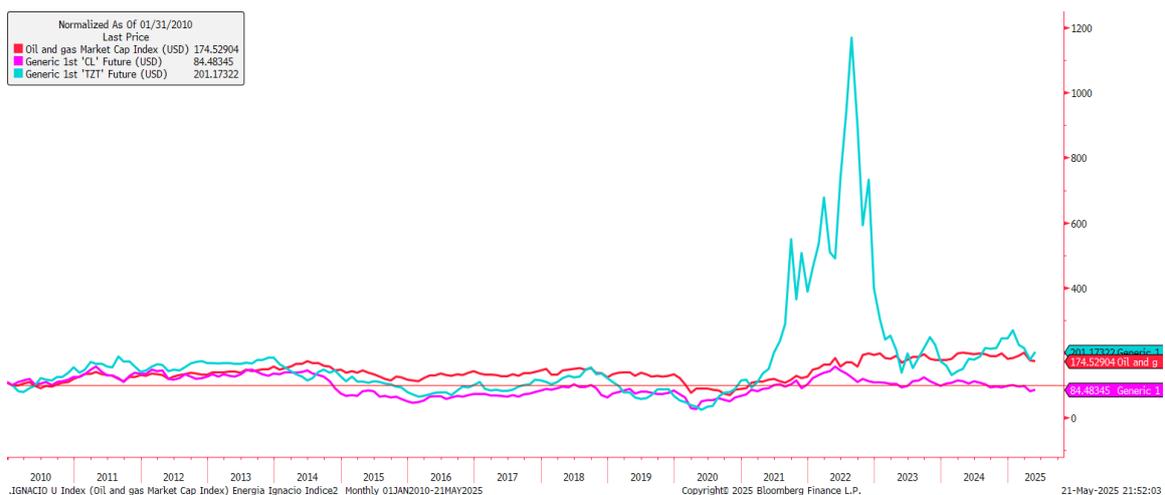


Figura 5. Gráfica normalizada a 100 de los precios del índice sectorial creado, el petróleo WTI, y el gas TTF

Fuente. Elaboración propia en Bloomberg (2025).

3.1.1 Evolución histórica y cambios estructurales

Entre 2010 y 2020, el índice del sector energético y los precios del petróleo y gas presentaron una evolución relativamente correlacionada, impulsada principalmente por factores tradicionales como dinámicas de oferta y demanda global y eventos geopolíticos y económicos puntuales. Durante este periodo, el impacto del riesgo climático sobre estos activos fue limitado. Desde 2010 hasta 2015 se observa claramente que los precios del

petróleo y gas eran consistentemente más altos que el índice sectorial, sin embargo, tras la adopción del Acuerdo de París en 2015, se produjo una caída considerable de los precios. Esto marca un punto de inflexión en la valoración del mercado.

Desde 2015 en adelante, tanto el índice como los precios del petróleo y gas muestran una tendencia muy similar, reaccionando casi simultáneamente a eventos económicos y situaciones globales relevantes. Con esto se muestra la influencia conjunta del petróleo y el gas sobre las empresas del sector, en particular, entre 2016 y 2019. Las fluctuaciones de los precios en este periodo estuvieron influidas por decisiones de la OPEP sobre producción, y ajustes regulatorios derivados del Acuerdo de París. Esta situación creó una mayor incertidumbre sobre la viabilidad futura de activos fósiles de este sector.

La tendencia de los precios se rompió abruptamente en 2020 con la llegada de la pandemia del COVID-19, que generó una caída significativa en la demanda energética global y una fuerte contracción económica. El petróleo WTI llegó incluso a cotizar en valores negativos en abril de 2020, algo histórico, debido a la saturación de las capacidades de almacenamiento globales. Este evento demostró la vulnerabilidad del sector ante shocks externos inesperados y recalcó la importancia de considerar estos riesgos en las valoraciones financieras. Además, la pandemia coincidió con el Pacto Verde europeo (2019) en el que se establecieron los objetivos para una emisión neta de carbono para 2050. Esta regulación implementó una fecha de vida límite para activos dependientes del petróleo y gas, provocando una mayor incertidumbre e inestabilidad del sector energético.

En 2022, la invasión rusa a Ucrania volvió a desestabilizar los precios del sector energético, especialmente en el gas natural europeo (TTF), generando picos históricos. Esta situación histórica fue provocada especialmente por la decisión de Rusia de cortar el suministro de gas, haciendo que su precio llegase a máximos históricos (anexo 5). El precio siguió subiendo hasta un nivel de tolerancia que otros países no podían afrontar, lo que provocó la caída de los precios ya que nadie estaba dispuesto a comprarlo. Toda esta situación aceleró la implementación de políticas europeas agresivas para reducir la dependencia energética de Rusia. Por lo que se impulsó aún más el desarrollo de alternativas renovables y diversificación energética.

3.1.2 Análisis de correlación y eventos climáticos

Analizando detalladamente los cambios desde 2015 hasta 2025, se observa una disminución gradual en la correlación entre los precios del sector Oil & Gas y los precios

del petróleo y gas, especialmente tras eventos regulatorios y climáticos significativos. La adopción del Acuerdo de París (2015), el lanzamiento del Pacto Verde Europeo (2019) y la COP26 en Glasgow (2021) introdujeron regulaciones más estrictas sobre emisiones, aumentando la incertidumbre sobre la viabilidad económica futura de activos intensivos en carbono.

La pandemia del COVID-19 (2020) actuó como un catalizador que intensificó aún más la desvinculación entre los precios del sector y las commodities energéticas debido a una contracción económica global y cambios en el consumo energético global. Finalmente, la crisis energética causada por la guerra en Ucrania (2022) redujo aún más esta correlación, poniendo en evidencia la creciente sensibilización del mercado hacia riesgos geopolíticos y climáticos simultáneos.

Estos acontecimientos revelan insights importantes. Los precios del sector están reflejando no solo riesgos económicos tradicionales sino también un creciente impacto de las políticas climáticas y los eventos geopolíticos. Esto sugiere que los inversores están ajustando sus expectativas y modelos de valoración hacia un entorno en el cual los activos fósiles enfrentan una mayor obsolescencia y regulación climática.

No.	Name	Market Cap	^ P/E	Fwd P/E	PEG	P/S	P/B	P/C	P/FCF
1	Energy	3681.26B	15.30	11.49	1.26	1.11	1.88	11.82	11.71
2	Financial	12785.50B	18.06	14.80	1.75	2.17	2.23	10.37	12.98
3	Utilities	1604.92B	20.01	15.91	2.60	2.23	2.08	22.36	75.19
4	Basic Materials	1984.52B	20.96	14.24	2.05	1.70	2.17	12.48	24.82
5	Industrials	5655.58B	24.50	19.04	2.17	2.05	4.64	16.40	27.37
6	Consumer Cyclical	8059.79B	24.84	18.81	1.49	1.74	4.62	9.94	34.39
7	Consumer Defensive	4083.26B	25.73	19.57	3.41	1.41	4.91	21.93	23.31
8	Healthcare	7805.50B	33.18	16.61	2.04	1.83	4.35	15.48	24.14
9	Communication Services	8560.18B	33.58	24.73	2.12	3.72	5.83	16.27	22.76
10	Technology	20065.17B	36.93	22.83	2.03	6.22	8.67	22.34	33.41
11	Real Estate	1655.56B	37.99	29.61	2.46	4.33	2.36	19.95	23.00

Figura 6. PER por sector económico a marzo de 2025.

Fuente. Refinitiv (2025)

Un indicador adicional que refuerza esta interpretación es la comparación del PER del sector energético frente a otros sectores económicos. Según los datos recientes de Refinitiv, el sector de energía presenta un PER de 15,30, considerablemente inferior al de sectores como tecnología (36,93), Comunicación (33,58) o incluso Utilities (20,01). Esta diferencia sugiere que el mercado valora al sector de energía con una expectativa de

crecimiento y rentabilidad futura más baja, posiblemente debido a su exposición a políticas climáticas, presión regulatoria y riesgo de obsolescencia como afirma Engle (2024). Además, el Forward P/E (11,49) muestra una valoración aún menor que confirma que incluso considerando beneficios futuros, la valoración relativa sigue siendo baja, lo que refleja una prima de riesgo sobre el sector.

3.1.3 Incorporación del riesgo climático e implicaciones para inversores

Por otro lado, el incremento en la sensibilidad en el cambio de los precios y la reducción progresiva en la correlación entre los precios del sector especialmente desde 2015 hasta hoy, sugieren que los inversores han comenzado a incorporar el termination risk en sus modelos de valoración como argumenta Campos-Martins & Hendry (2024). Además, también se puede suponer que la transición energética y las políticas climáticas están forzando una revaluación estratégica de activos anteriormente considerados seguros y rentables. Donde, con la ayuda de una mayor diferencia entre los precios del sector y las commodities energéticas, se muestra una mayor diversificación por parte de las empresas energéticas. Esta diversificación refleja una respuesta activa del sector frente al riesgo climático y una adaptación estratégica necesaria.

Por lo que el sector de petróleo y gas enfrenta un cambio estructural en su percepción de riesgo y valor de mercado. Este cambio viene marcado por la transición energética global y la incorporación progresiva del riesgo climático en decisiones financieras y estratégicas.

3.2 Análisis empresarial y exposición climática

En esta parte del análisis se profundiza en el impacto que puede tener el riesgo climático en las empresas. Para esto se han escogido las empresas: Exxon Mobile, Chevron, Shell, y BP para la recopilación de datos y desarrollo del análisis.

3.2.1 Descripción operativa de las empresas

Exxon Mobil es una compañía energética estadounidense integrada que se centra en exploración, producción y refinamiento. Opera principalmente en Estados Unidos, Guyana y Oriente Medio. Su estrategia sigue centrada en el modelo fósil, con apuestas por eficiencia operativa y tecnologías como la captura de carbono.

Chevron también es una compañía energética estadounidense integrada con un enfoque claro en la exploración y producción de hidrocarburos. Sus operaciones principales se concentran en Estados Unidos, América del sur, África y Asia Central. Su estrategia sigue

centrada en el modelo fósil tradicional con inversiones para mejorar la eficiencia operativa y mantener la rentabilidad. Además de una aproximación más limitada a tecnologías bajas en carbono.

Shell es una empresa energética con origen en Países Bajos e Inglaterra. Es una empresa global con operaciones integradas en petróleo, gas y energía eléctrica. Tiene presencia destacada en Europa, Asia y África, y es uno de los mayores actores en el mercado global de gas natural licuado (LNG). En los últimos años ha combinado su negocio fósil con inversiones en energías renovables, hidrógeno y movilidad eléctrica.

BP es una compañía energética integrada de origen británico con fuerte presencia en el Reino Unido, Estados Unidos y África. En comparación con sus competidores, ha adoptado una estrategia más ambiciosa de transformación hacia un modelo bajo en carbono. Ha reducido su producción de petróleo y gas de forma más acelerada y ha aumentado su inversión en energías renovables, hidrógeno verde y soluciones digitales.

Empresa	EBITDA	Producción petróleo (Bbl/d)	Producción gas (Mcf/d)	Reservas probadas petróleo (MBbl)	Reservas probadas gas (MMcf)
Exxon					
2020	16,564	2.349.000	8.471.000	7.554.000	37.960.000
2021	48,396	2.289.000	8.537.000	10.768.000	38.175.000
2022	89,517	2.354.000	8.295.000	9.940.000	37.626.000
2023	64,037	2.449.000	7.734.000	9.615.000	34.464.000
2024	63,752	2.987.000	8.078.000	11.213.000	37.549.000
Chevron					
2020	14,39	1.868.000	7.290.000	5.319.000	29.922.000
2021	34,284	1.814.000	7.709.000	5.075.000	30.908.000
2022	57,337	1.719.000	7.677.000	4.997.000	30.864.000
2023	44,237	1.830.000	7.744.000	4.777.000	30.381.000
2024	36,462	1.975.000	8.178.000	3.916.000	28.375.000
Shell					
2020	16,342	1.599.000	4.785.000	4.621.000	26.114.000
2021	49,253	1.515.000	3.845.000	4.581.000	27.744.000
2022	70,053	1.333.000	3.272.000	4.680.000	28.407.000
2023	45,623	1.325.000	2.754.000	4.661.000	29.729.000
2024	46,308	1.320.000	2.964.000	4.630.000	28.942.000
BP					
2020	6,967	2.106.000	7.929.000	10.112.000	42.467.000
2021	25,865	1.951.000	7.915.000	9.590.000	39.615.000
2022	55,833	1.214.000	7.101.000	3.531.000	18.481.000
2023	46,354	1.115.000	6.944.000	3.321.000	17.471.000
2024	32,085	1.166.000	6.914.000	3.225.000	14.786.000

Tabla 3. Datos financieros y operativos de 2021 a 2024 de Exxon, Chevron, Shell, y BP

Fuente. Elaboración propia con datos de Factset (2025)

De la Tabla 3 podemos ver como ExxonMobil lidera en escala operativa, con un aumento constante en producción de petróleo, reservas y EBITDA lo que consolida su apuesta por el modelo fósil. Chevron presenta un perfil más estable, con producciones relativamente constantes, aunque sufre una reducción progresiva en sus reservas probadas de petróleo. Shell y BP muestran trayectorias distintas a las otras dos. Ambas reducen su producción fósil, pero BP lo hace de forma más marcada, reflejando una estrategia más decidida hacia la transición energética. Aquí se puede apreciar una diferencia en la estrategia operativa entre las empresas estadounidenses y europeas.

En cuanto al rendimiento financiero, el EBITDA de las cuatro compañías sufrió una caída en 2020. Esta caída o bajos ingresos fueron producidos por la pandemia de COVID-19 y la contracción global de la demanda energética. Sin embargo, en 2022 se disparó para las cuatro empresas. Esto vino impulsado por el aumento de los precios del gas y del petróleo como consecuencia de la guerra en Ucrania y la crisis energética en Europa. Este incremento muestra la dependencia del sector energético de factores geopolíticos a pesar del avance de la transición energética. También expone como los ingresos siguen siendo muy dependientes del comportamiento del mercado de materias primas.

3.2.2 Análisis climático, exposición a riesgo de transición

A partir de la Tabla 4 se evalúa la exposición al riesgo climático de ExxonMobil, Chevron, Shell y BP en base a dos variables clave. Estas variables son: el porcentaje de CapEx dedicado a petróleo y gas, y la beta climática calculada de cada compañía. Esta relación se interpreta con la ayuda de las estrategias empresariales recogidas en el artículo de Pickl (2019). En el artículo se clasifica a las petroleras como líderes o rezagadas en transición energética.

Empresa	CapEx	CapEx Oil & Gas	% Capex Oil & Gas	Beta Climatica
Exxon				0,904
Año				
2021	16,595	9,877	59,52%	
2022	18,338	14,513	79,14%	
2023	29,038	20,952	72,15%	
2024	27,551	19,784	71,81%	
Chevron				0,732
Año				
2021	11,720	7,375	62,93%	
2022	11,974	9,792	81,78%	
2023	15,829	14,559	91,98%	
2024	16,448	14,582	88,66%	
Shell				0,536
Año				
2021	19,698	9,336	47,40%	
2022	22,598	12,066	53,39%	
2023	22,993	13,143	57,16%	
2024	19,601	15,683	80,01%	
BP				0,532
Año				
2021	16,000	6,090	38,06%	
2022	30,125	15,098	50,12%	
2023	22,701	7,384	32,53%	
2024	27,139	7,296	26,88%	

Tabla 4. Datos de inversión de 2021 a 2024 y beta climática de Exxon, Chevron, Shell, y BP

Fuente. Elaboración propia con datos de Factset y cálculos propios (2025)

Los datos de la Tabla 4 muestran una correlación clara entre la intensidad de inversión en petróleo y gas, y la beta climática. Las empresas estadounidenses Exxon y Chevron, que tienen una mayor inversión en petróleo y gas, sufren una mayor exposición al riesgo climático con betas climáticas más elevadas. Esta mayor sensibilidad muestra la vulnerabilidad de su modelo de negocio más tradicional ante las regulaciones ambientales o presión inversora hacia la descarbonización.

ExxonMobil muestra un perfil claramente tradicional con más del 70% de su CapEx destinado a Oil & Gas cada año, con un máximo del 79% en 2022. Su beta climática de 0,904 confirma su elevada sensibilidad a eventos relacionados con la transición energética. Esto muestra que Exxon no ha optado por una estrategia renovable y mantiene su enfoque en el rendimiento de activos fósiles, sin compromisos relevantes con energías limpias.

Chevron refuerza esta tendencia con un promedio de inversión en O&G superior al 80% y un máximo del 92% en 2023. Aunque su beta climática de 0,732 es algo menor que la de Exxon, sigue reflejando un modelo muy expuesto al termination risk. Pickl (2019) argumenta que Chevron es otra empresa “rezagada” que después de invertir en renovables a principios de los 2000, volvió al modelo fósil considerando que las nuevas tecnologías ofrecían menores retornos.

En contraste, Shell y BP han mostrado una mayor diversificación o menor inversión. Esto se ve reflejado con una menor beta climática de 0,536 y 0,532 respectivamente. Shell mantuvo entre 2021 y 2023 un nivel de CapEx en O&G por debajo del 60% en línea con su discurso como “empresa de transición energética”. Como empresa de transición energética ha apostado por líneas como movilidad eléctrica, biocombustibles o energía solar. Sin embargo, en 2024 Shell aumenta su CapEx fósil hasta el 80%. Este giro puede interpretarse como un retroceso estratégico hacia un modelo más tradicional. El cambio podría deberse a la presión de sus inversores, muchos de los cuales prefieren rendimientos inmediatos sobre compromisos climáticos a largo plazo. También podría ser por malos resultados financieros previos que hayan empujado a la compañía a apostar de nuevo por su negocio más rentable. Si este último es el caso, se va a mostrar en la siguiente parte del análisis.

BP es la que mantiene el perfil más bajo de exposición, con solo un 36,90% promedio de CapEx en O&G. Aunque su inversión ha sido irregular con mayores niveles en 2022 y una caída en 2023–2024, su plan estratégico parece más firme. BP fue una de las primeras en hablar de la transición energética y del "Beyond Petroleum". Aunque ha tenido retrocesos, su beta climática muestra cómo el mercado tiene una buena valoración sobre su resistencia frente al riesgo climático.

Las betas climáticas obtenidas para las cuatro empresas elegidas reflejan una sensibilidad moderada al riesgo climático ya que todos los valores están por debajo de 1. Esta cifra inferior a 1 sugiere que estas empresas no reaccionan completamente a la volatilidad asociada a eventos climáticos adversos. Esto puede interpretarse como un signo de resistencia relativa o cobertura al riesgo climático de las empresas. Parte de esta menor exposición puede atribuirse a la diversificación parcial de sus carteras, en particular a las inversiones crecientes en tecnologías limpias y actividades bajas en carbono. No obstante, el análisis comparado revela un patrón geográfico relevante. Las empresas europeas, como Shell y BP, presentan betas climáticas más bajas, ambas siendo de 0,53. Las betas

climáticas de sus competidoras estadounidenses ExxonMobil y Chevron, con unas betas de 0.90 y 0.73 respectivamente, sugieren una mayor exposición sistemática al termination risk aun estando por debajo de 1. Sobre todo, siendo ExxonMobil una empresa con un gran riesgo al compararlas con las otras tres, ya que tiene una beta climática que se acerca a 1.

La diferencia entre las dos regiones puede venir dada por un entorno regulatorio más exigente en Europa. En Europa la presión institucional, legislativa y social con la sostenibilidad y el cambio climático ha sido más intensa que en Estados Unidos. Desde el Acuerdo de París hasta el Pacto Verde Europeo las petroleras europeas han seguido operando con una mayor presión para redefinir sus modelos de negocio. Mientras que en Estados Unidos, la regulación federal ha sido más blanda y dependiente del ciclo político. Esta diferencia en el marco en el que operan puede explicar por qué las europeas lideran en inversión renovable y exhiben una beta climática menor mientras que las estadounidenses han mantenido estrategias más conservadoras con mayor exposición al riesgo de transición.

Estas diferencias de exposición climática e inversión reflejan el posicionamiento estratégico de cada compañía. Además, también pueden influir directamente en su valoración financiera, como se va a analizar en el siguiente parte del análisis a través del estudio comparado de múltiplos y otros indicadores de desempeño, y más tarde en su evolución bursátil.

3.2.3 Análisis de múltiplos financieros

Partiendo del análisis climático y utilizando los datos de la Tabla 5 se analiza cómo la exposición al riesgo climático, y la inversión de capital a actividades fósiles frente a energías limpias, puede verse reflejado en los múltiplos de valoración y ratios operativos y financieros.

Empresa	PER	EV / EBITDA	CapEx / EBITDA	Producción / Reservas probadas Oil	Producción / Reservas probadas Gas	Return on Invested Capital
Exxon						
Año						
2021	11,35	6,46	34,29%	0,06733	0,08802	10,86
2022	8,32	5,31	20,49%	0,07475	0,08600	24,46
2023	11,25	6,57	45,35%	0,07988	0,08943	14,80
2024	13,73	7,85	43,22%	0,08169	0,08520	12,20
Chevron						
Año						
2021	14,42	7,47	34,19%	0,1111	0,0911	8,93
2022	9,82	6,17	20,88%	0,1049	0,0910	19,91
2023	13,12	6,71	35,78%	0,1143	0,0931	11,60
2024	14,9	7,67	45,11%	0,1458	0,1054	9,79
Shell						
Año						
2021	8,61	4,61	39,99%	0,1386	0,1241	7,97
2022	4,98	3,52	32,26%	0,1175	0,1103	16,87
2023	11,12	5,51	50,40%	0,1182	0,1003	7,36
2024	12,38	5,04	42,33%	0,1188	0,1068	6,34
BP						
Año						
2021	12,10	5,555679	61,86%	0,0705	0,0723	5,35
2022	EPS Negativo	2,638276	53,96%	0,1153	0,1466	-2,02
2023	6,60	3,037736	48,97%	0,1111	0,1507	12,39
2024	211,29	4,11124	84,58%	0,1181	0,1779	0,31

Tabla 5. Datos de ratios y múltiplos de 2021 a 2024 de Exxon, Chevron, Shell, y BP

Fuente. Elaboración propia con datos de Factset y cálculos propios.

Múltiplos de valoración PER y EV/EBITDA

Los datos reflejan que Shell y BP presentan durante varios años múltiplos de valoración inferiores a las empresas estadounidenses, pese a ser más activas en transición energética y tener una menor exposición al riesgo climático. La mayor diferencia es en 2022, coincidiendo con la guerra de Rusia contra Ucrania y la crisis energética europea. En 2022 Shell tuvo un PER de solo 4,98 y un EV/EBITDA de 3,52. Estos resultados están muy por debajo de Exxon con un PER 8,32 y EV/EBITDA 5,31, o de Chevron con un PER 9,82 y EV/EBITDA 6,17. BP llegó incluso a reportar un beneficio por acción negativo en 2022, lo que impidió calcular su PER. Además, en 2024 muestra un PER anómalo de 211,29 por un beneficio por acción del solo 0,02 dólares.

Esta situación de peores múltiplos a lo largo de los años por parte de las europeas puede explicarse por la naturaleza de sus modelos de negocio. Las compañías estadounidenses, al mantenerse centradas en petróleo y gas, operan con activos de bajo coste y alto

beneficio en entornos de precios elevados. Esto genera márgenes más estables y rentables en el corto plazo. En cambio, Shell y BP están invirtiendo una mayor proporción de su CapEx a negocios de bajas emisiones, como renovables o electrificación. Estos sectores aunque sean estratégicos a largo plazo necesitan mayores inversiones iniciales, tienen menores márgenes y tienen una incertidumbre tecnológica y regulatoria. Todo esto penaliza su rentabilidad operativa actual, y por tanto, sus múltiplos financieros.

Es decir, aunque las europeas se están posicionando mejor frente al riesgo climático, su modelo híbrido de transición sigue siendo más costoso y menos rentable que el fósil puro en el corto plazo. Esto explica la menor valoración relativa de sus múltiplos. Sin embargo, esta aparente mejor situación de Exxon y Chevron puede ocultar una subestimación del termination risk si la transición energética se acelera.

CapEx/EBITDA y producción sobre reservas

El ratio CapEx/EBITDA permite evaluar cuanto se está invirtiendo respecto al beneficio operativo generado. Aquí destacan las cifras elevadas de BP, con valores superiores al 50% en todos los años y un 84,6% en 2024. Esto sugiere un esfuerzo significativo en inversión. Seguramente dada por la reconversión energética, pero que también significa una presión sobre su generación de caja. Shell también muestra una CapEx/EBITDA superior al 40% en varios ejercicios, demostrando como las dos empresas con menor exposición climática reinvierten más en su empresa. Sin embargo, Exxon y Chevron, pese a fuertes inversiones, presentan ratios algo más equilibrados, mostrando su estabilidad operativa y confianza en su modelo de negocio centrado en petróleo y gas.

Por otro lado, los ratios de producción sobre reservas probadas revelan qué parte de las reservas con las que cuenta la empresa está extrayendo cada año, es decir, con qué rapidez está utilizando sus activos existentes. Este indicador permite estimar también la vida útil esperada de las reservas. Cuanto menor sea el ratio, más años podría mantener la empresa su nivel de producción actual antes de agotar sus reservas probadas.

ExxonMobil presenta los valores más bajos por ejemplo: 0,06733 en petróleo en 2022. Esto puede reflejar una estrategia de conservación de reservas, una cartera de activos con mayor duración o incluso una menor urgencia por extraer rápidamente recursos fósiles. En cambio, Chevron muestra ratios más altos como 0,1458 en 2024. Este ratio sugiere una estrategia más agresiva de explotación orientada a maximizar retornos a corto plazo a través de una extracción más intensiva. Shell y BP se sitúan en posiciones intermedias,

aunque Shell destaca por su ratio elevado de producción sobre reservas de gas. El reposicionamiento de gas como fuente de energía en la transición energética debido a la menor huella de carbono respecto al petróleo, seguramente sea la razón de este mayor ratio.

Rentabilidad. Return on Invested Capital (ROIC)

El ROIC refleja la rentabilidad obtenida sobre el capital invertido. En 2022, año de máximos beneficios impulsados por la subida del precio del crudo y gas, Exxon con 24,46% y Chevron con 19,91% tuvieron retornos muy superiores a Shell, 16,87%, y especialmente BP con una rentabilidad negativa de -2,02%. El ROIC negativo de BP ocurre debido al abandono de su 20% de participación en Rosneft, la gran petrolera rusa. La diferencia generalizada de Exxon y Chevron con Shell y BP está vinculada con el tipo de activos. Exxon y Chevron están más centradas en petróleo y gas y tienen un menor coste por lo que es más fácil generar beneficios. Estas empresas se beneficiaron más del entorno de precios altos. No obstante, los datos de 2023 y 2024 muestran un descenso generalizado, con BP reduciendo su ROIC al 0,31% en 2024, y Shell cayendo a 6,34%. Este deterioro puede reflejar tanto el final del ciclo de altos precios, como los mayores costes y menores márgenes de las inversiones verdes en su fase inicial.

3.2.4 Análisis bursátil

Este apartado examina cómo la exposición al cambio climático y la transición energética ha influido en la valoración bursátil de ExxonMobil, Chevron, Shell y BP. La Figura 7 muestra la gráfica de precios normalizados desde 2010 y permite observar cómo el mercado ha recompensado o penalizado a estas compañías en función de su modelo de negocio, nivel de exposición al petróleo y gas, e incursión en energías limpias.



Figura 7. Grafica normalizada a 100 de los precios de 2010 a 2024 del índice del sector Oil and gas y las empresas Exxon, Chevron, Shell, y BP.

Fuente. Elaboración propia en Bloomberg.

El comportamiento relativo es claro, Chevron y ExxonMobil, las dos grandes petroleras estadounidenses han sido las más recompensadas por el mercado desde 2010. Ambas han superado al índice creado del sector oil and gas y claramente a las europeas. Esta evolución de precios está ligada a su modelo centrado en petróleo y gas que les ha permitido maximizar beneficios en entornos de precios altos, especialmente tras 2021. También han sabido mantener un perfil de rentabilidad atractivo y predecible para los inversores. Además, su exposición limitada a inversiones renovables ha implicado una menor incertidumbre estratégica en el corto plazo. En términos bursátiles, esto ha generado menor volatilidad asociada a la transición energética. Aunque esto también les ha llevado a asumir un mayor riesgo estructural a largo plazo en caso de que haya una aceleración regulatoria o caída de la demanda de combustibles fósiles.

En cambio, Shell y BP han mostrado un desempeño bursátil inferior, especialmente BP, que apenas ha duplicado su valor desde 2010 y muy por debajo de sus competidores. Este comportamiento puede explicarse por la incertidumbre del mercado respecto a su capacidad de reconvertir con éxito su modelo de negocio hacia las energías bajas en carbono. Tal como señala Pickl (2019), las empresas que lideran la transición energética pueden enfrentar una fase inicial de penalización bursátil, ya que muchos inversores siguen valorando más las rentabilidades inmediatas del modelo fósil que las estrategias sostenibles a largo plazo. Shell y BP han asumido ese reto, reorientando parte de su CapEx a renovables, generando más costes y menor retorno en el corto plazo. También ha provocado desconfianza del mercado sobre la rentabilidad futura de su nuevo modelo. Además, BP ha enfrentado factores específicos que han afectado su cotización como por

ejemplo, su retirada de Rosneft en 2022, que ha contribuido a explicar su evolución bursátil tan baja.

Por otro lado, al comparar la evolución bursátil con los múltiplos y ratios financieros presentados en apartados anteriores, se puede observar una coherencia general entre el desempeño operativo y la valoración en bolsa. ExxonMobil y Chevron, que han mantenido un ROIC más estable y múltiplos relativamente altos, han sido también las compañías mejor valoradas por el mercado. En cambio, Shell y BP han mostrado múltiplos más volátiles, un ROIC más irregular, y mayores niveles de CapEx sobre EBITDA. Todo esto ha reflejado un proceso de transformación energética que ha generado dudas sobre su eficiencia operativa.

Por último, aunque la penalización bursátil actual a Shell y BP refleja incertidumbre, también significa una posible revalorización futura. Si consiguen demostrar que su transformación energética diversificada es rentable y sostenible, podrían beneficiadas con una mejor valoración. Este mejor precio de la acción vendría por parte de primas por sostenibilidad, reducción de exposición regulatoria y mayor atractivo para fondos ESG. Esto les permitiría recuperar terreno frente a Exxon y Chevron, y especialmente si el mercado comienza a ajustar el precio del riesgo climático en las valoraciones. Pero de momento se demuestra que los inversores están favoreciendo los modelos centrados en petróleo y gas por su mayor rentabilidad y estabilidad.

Conclusiones

El sector energético opera en un contexto cada vez más condicionado por eventos climáticos extremos y regulaciones ambientales más estrictas, que impactan directamente en los precios del petróleo y el gas y generan volatilidad en el sector energético. Eventos climatológicos junto con políticas como impuestos al petróleo o límites a las emisiones alteran tanto la oferta como la demanda de energía. Estos casos afectan a la rentabilidad esperada de los activos fósiles y acelerando el debate sobre la transición energética.

Aunque el sector ha avanzado en la reducción de su dependencia de las materias primas fósiles, los eventos globales recientes como la pandemia COVID-19 y la guerra de Rusia contra Ucrania han demostrado que esa dependencia sigue siendo estructural. En particular, el ruso provocó una subida en los precios del crudo y el gas que benefició a los modelos más centrados en Oil & Gas y puso en evidencia la fragilidad de las estrategias energéticas basadas únicamente en la transición.

Durante este trabajo se ha evidenciado una diferencia clara entre las estrategias de las compañías estadounidenses ExxonMobil y Chevron, y las europeas Shell y BP. Exxon y Chevron han apostado por mantener un modelo tradicional basado en petróleo y gas, además de operar en un entorno regulatorio más laxo, con inversores más cortoplacistas y mayor resistencia frente a eventos geopolíticos. En cambio, las europeas han promovido una transformación hacia modelos más diversificados y sostenibles, con mayores inversiones en renovables y tecnologías bajas en carbono.

Esa diferencia también se refleja en sus betas climáticas calculadas. Shell y BP presentan menor sensibilidad al riesgo climático, señal de una menor exposición a cambios regulatorios o eventos ambientales. Sin embargo, esta menor exposición no se ha traducido en mejores resultados financieros. Los múltiplos de valoración PER y EV/EBITDA, ratio de rentabilidad, ROIC, y eficiencia operativa CapEx/EBITDA demuestran que Exxon y Chevron han operado con mayor rentabilidad y estabilidad. De hecho, Shell ha dado señales recientes de repliegue estratégico, aumentando su CapEx fósil al 80 % en 2024. Esto sugiere un retorno parcial a su modelo tradicional, posiblemente por presión de sus accionistas o por resultados financieros inferiores.

A nivel bursátil, los inversores han premiado a las compañías más estables y rentables, como Exxon y Chevron. Mientras, Shell y BP han sido penalizadas por la incertidumbre que genera su reconversión energética. Esto sugiere que, por ahora, el mercado sigue priorizando los beneficios a corto plazo frente a la sostenibilidad futura y al termination risk.

En conjunto, puede concluirse que la prima de riesgo climático aún no se ha reflejado de forma contundente en la valoración del sector y empresas. Pero esto podría cambiar en un escenario de mayor presión regulatoria o aceleración de eventos climáticos extremos. En ese caso, las compañías que hayan avanzado en su transformación hacia un modelo energético sostenible podrían ver recompensado su esfuerzo con una mejor valoración a largo plazo.

Declaración de Uso de Herramientas de Inteligencia Artificial Generativa en Trabajos Fin de Grado

ADVERTENCIA: Desde la Universidad consideramos que ChatGPT u otras herramientas similares son herramientas muy útiles en la vida académica, aunque su uso queda siempre bajo la responsabilidad del alumno, puesto que las respuestas que proporciona pueden no ser veraces. En este sentido, NO está permitido su uso en la elaboración del Trabajo fin de Grado para generar código porque estas herramientas no son fiables en esa tarea. Aunque el código funcione, no hay garantías de que metodológicamente sea correcto, y es altamente probable que no lo sea.

Por la presente, yo, Ignacio Martínez Garcia, estudiante de Dirección y administración de empresas con mención internacional E4 de la Universidad Pontificia Comillas al presentar mi Trabajo Fin de Grado titulado "Termination risk del sector Oil & Gas" 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. **Metodólogo:** Para descubrir métodos aplicables a problemas específicos de investigación.
2. **Corrector de estilo literario y de lenguaje:** Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
3. **Sintetizador y divulgador de libros complicados:** Para resumir y comprender literatura compleja.
4. **Revisor:** Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.
5. **Traductor:** Para traducir textos de un lenguaje a otro.

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: [2]

Firma: 

Bibliografía

- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2021). *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2023). *World Energy Outlook 2023*. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>
- Agencia Internacional de la Energía (IEA) (2024). *Oil Market Report – August 2024*. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-august-2024>
- Allman, E. (2021). *Pricing Climate Change Risk in Corporate Bonds*. SSRN. Disponible en: <https://ssrn.com/abstract=3821018>
- Campos-Martins, S. & Hendry, D.F. (2024). *Common volatility shocks driven by the global carbon transition*. *Journal of Econometrics*, 239, 105472. <https://doi.org/10.1016/j.jeconom.2023.105472>
- Engle, R.F. (2024). *Termination Risk and Sustainability*. ECGI Finance Working Paper No. 1005/2024. <https://ssrn.com/abstract=4575121>
- Engle, R.F., Giglio, S., Kelly, B., Lee, H. & Stroebel, J. (2020). *Hedging Climate Change News*. *Review of Financial Studies*, 33(3), 1184–1216. <https://doi.org/10.1093/rfs/hhz103>
- Gamso, J., Inkpen, A. & Ramaswamy, K. (2024). *Managing Geopolitical Risks: The Global Oil and Gas Industry Plays a Winning Game*. *Journal of Business Strategy*, 45(3), 190–198. <https://doi.org/10.1108/JBS-04-2023-0081>
- Goldman Sachs Research (2022). *Carbonomics – Security of Supply and the Return of Energy Capex*.
- Hafner, M. & Tagliapietra, S. (2020). *The Geopolitics of the Global Energy Transition*. Springer.
- Hydrogen Council (2023). *Hydrogen Insights 2023*. <https://hydrogencouncil.com>
- IPCC (2023). *Synthesis Report. Climate Change 2023. Sixth Assessment Report*.

- Jung, M., Engle, R., Ge, W. & Zeng, Y. (2023). *Measuring the Climate Risk Exposure of Insurers*. Volatility and Risk Institute – NYU Stern.
- KPMG (2024). *The Oil and Gas Industry in Energy Transitions*.
<https://kpmg.com/kz/en/home/insights/2024/09/energy-transition.html>
- Moody's Analytics (2024). *Climate Change Scenarios and Scores*.
<https://www.moody's.com/web/en/us/insights/resources/Climate-Change-Scenarios-and-Scores.pdf>
- Morris, C., Jananthan, J. & Irwin, G. (2023). *Future energy: In search of a scenario reflecting current and future pressures and trends*. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 59, 103334.
- Pérez Arqueros, Á. (2024). *Factores climáticos y su relación con el rendimiento bursátil en distintas regiones: un análisis multifactorial*. Trabajo Fin de Grado, Universidad Pontificia Comillas (ICADE).
- Pickl, M.J., 2019. *The renewable energy strategies of oil majors: From oil to energy?* Energy Strategy Reviews.
- Semieniuk, G., Holden, P.B., Mercure, J.F., Salas, P. & Lam, A. (2022). *Stranded fossil-fuel assets translate to major losses for investors in advanced economies*. *Nature Climate Change*, 12, 532–538.
- Van der Ploeg, F. & Rezai, A. (2020). *Stranded assets in the transition to a carbon-free economy*. *Annual Review of Resource Economics*, 12(1), 281–298.
<https://doi.org/10.1146/annurev-resource-110519-040938>

Anexo

Anexo 1. Resultados de regresión lineal de Exxon

<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coefficiente corr. Múlt	0,406410769							
Coefficiente R ²	0,165169713							
R ² ajustado	0,153243566							
Error típico	0,084475215							
Observaciones	72							
ANÁLISIS DE VARIANZA								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	1	0,098830016	0,098830016	13,84937762	0,000396568			
Residuos	70	0,499524333	0,007136062					
Total	71	0,598354349						
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-0,002557569	0,010198104	-0,250788725	0,802712136	-0,022897046	0,017781907	-0,022897046	0,017781907
Variable X 1	0,73221031	0,196752705	3,721475194	0,000396568	0,339799414	1,124621205	0,339799414	1,124621205

Anexo 2. Resultados de regresión lineal de Chevron

<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coefficiente corr. mult	0,504421238							
Coefficiente R ²	0,254440785							
R ² ajustado	0,243789939							
Error típico	0,079423817							
Observaciones	72							
ANÁLISIS DE VARIANZA								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	1	0,150696835	0,150696835	23,88925599	6,24776E-06			
Residuos	70	0,441569987	0,006308143					
Total	71	0,592266822						
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-0,007655488	0,009588284	-0,798421115	0,427326694	-0,026778717	0,011467741	-0,026778717	0,011467741
Variable X 1	0,904156215	0,184987405	4,887663653	6,24776E-06	0,53521047	1,273101961	0,53521047	1,273101961

Anexo 3. Resultados de regresión lineal de Shell

<i>Estadísticas de la regresión</i>								
Coefficiente corr. Mult	0,337162516							
Coefficiente R ²	0,113678562							
R ² ajustado	0,101016827							
Error típico	0,076782992							
Observaciones	72							
ANÁLISIS DE VARIANZA								
	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>			
Regresión	1	0,052931649	0,052931649	8,978119017	0,003777525			
Residuos	70	0,412693952	0,005895628					
Total	71	0,465625601						
	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95,0%</i>	<i>Superior 95,0%</i>
Intercepción	-0,005031857	0,009269475	-0,542841663	0,588963142	-0,023519243	0,013455528	-0,023519243	0,013455528
Variable X 1	0,535857258	0,178836614	2,99635095	0,003777525	0,179178878	0,892535639	0,179178878	0,892535639

Anexo 4. Resultados de regresión lineal de BP

Estadísticas de la regresión									
Coefficiente corr. Mult	0,329908925								
Coefficiente R^2	0,108839899								
R^2 ajustado	0,09610904								
Error típico	0,078145305								
Observaciones	72								
ANÁLISIS DE VARIANZA									
	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Promedio de los cuadrados	F	Valor crítico de F				
Regresión	1	0,052207898	0,052207898	8,549297613	0,004653702				
Residuos	70	0,427468203	0,006106689						
Total	71	0,479676102							
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%	
Intercepción	-0,010643914	0,009433938	-1,128257855	0,263063207	-0,02945931	0,008171481	-0,02945931	0,008171481	
Variable X 1	0,53218118	0,1820096	2,923918195	0,004653702	0,16917448	0,89518788	0,16917448	0,89518788	

Anexo 5. Gráfica flujo de gas del Nord Stream de Feb 2022 – Jul 2023

Menos Gas Natural ruso para Alemania

El flujo de gas natural a través del Nord Stream 1 ha caído un 100% desde 31 mayo 2022

