

## DIFERENCIAS ESTRATÉGICAS DE LAS *MAJORS* DEL PETRÓLEO ANTE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: OPCIONES, MOTIVACIONES E IMPLICACIONES

**Rafael Fernández Sánchez**

Instituto Complutense de Estudios Internacionales  
<https://orcid.org/0000-0003-0602-4233>  
rafernan@ucm.es

## STRATEGIC DIFFERENCES AMONG OIL MAJORS IN THE FACE OF ENERGY TRANSITION: OPTIONS, MOTIVATIONS, AND IMPLICATIONS

**Cómo citar este artículo/Citation:** Fernández Sánchez, Rafael; (2023). Diferencias estratégicas de las *majors* del petróleo ante la transición energética: opciones, motivaciones e implicaciones. *Arbor*, 199(807): a691. <https://doi.org/10.3989/arbor.2023.807005>

**Copyright:** © 2023 CSIC. Este es un artículo de acceso abierto distribuido bajo los términos de la licencia de uso y distribución *Creative Commons Reconocimiento 4.0 Internacional (CC BY 4.0)*.

Recibido: 22 julio 2022. Aceptado: 14 septiembre 2022.  
Publicado: 28 abril 2023.

**RESUMEN:** El trabajo propone un marco para analizar las opciones estratégicas de las *majors* del petróleo ante el reto de la transición energética, considerando simultáneamente dos cuestiones que están interrelacionadas: el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y el objetivo de adaptarse a los cambios que se están produciendo en la demanda de energía. Haciendo uso de este marco, se pregunta en qué medida los cambios que se están produciendo en la demanda energética han sido una condición necesaria, o incluso suficiente, para que las compañías europeas hayan iniciado estrategias de diversificación. Igualmente se pregunta si la diversificación del negocio hacia otras actividades no vinculadas a los hidrocarburos ha sido condición necesaria, o incluso suficiente, para que estas empresas hayan empezado a asumir la reducción de emisiones como un objetivo estratégico. Por último, el trabajo analiza el impacto de esas estrategias de diversificación sobre el desarrollo de las energías renovables.

**ABSTRACT:** This paper proposes a framework to analyse the strategic options of the oil majors in the face of the challenge from the energy transition, simultaneously considering two issues that are interrelated: the objective to reduce greenhouse gas emissions and the objective of adapting to changes that are occurring in the demand for energy. Using this framework, we wonder to what extent the changes taking place in the demand for energy have been a necessary, or even sufficient, condition for European companies to initiate diversification strategies. We also wonder if the diversification of the business towards other activities not linked to hydrocarbons has been a necessary condition, or a sufficient one, for these companies to have begun to take on the reduction of emissions as a strategic objective. Finally, the paper analyses the impact of these diversification strategies on the development of renewable energies.

**PALABRAS CLAVE:** petróleo, *majors*, cambio climático, Europa.

**KEYWORDS:** Oil, majors, climate change, Europe.

## 1. INTRODUCCIÓN

El Acuerdo de París (AP) de 2015, que coincide con el inicio de un ciclo de relativa moderación en los precios del crudo, después de quince años de precios al alza, parece marcar el inicio de una nueva etapa en la ya larga historia de la industria petrolera<sup>1</sup>. De ese Acuerdo se deriva, en primer lugar, un escenario de previsible descenso (no coyuntural) en la demanda global de crudo, pero con rangos de incertidumbre muy grandes con respecto al ritmo y la intensidad de ese descenso; también con respecto al modo en que se distribuirá esa caída desde un punto de vista geográfico. En segundo lugar, el AP traslada una presión cada vez mayor a las empresas industriales –incluidas las petroleras– para que reduzcan sus niveles de emisión.

Ambas tendencias, que están entre sí relacionadas, inauguran una nueva etapa llena de incertidumbres, que ya está provocando movimientos dentro del sector. En esa medida, la situación recuerda de algún modo a otros momentos de cambio, como el shock petrolero de los setenta o la caída de precios de los noventa, en los que, después de algunas dudas, las compañías se vieron obligadas a reorientar sus estrategias. En esta ocasión, esa reorientación puede llegar a ser mucho más profunda que las anteriores.

El trabajo se pregunta, en primer lugar, por la intensidad y el sentido de esos cambios. Haciendo uso de los informes anuales de las empresas y de la información recogida en informes publicados por organizaciones especializadas, mostramos que las grandes empresas internacionales de origen europeo están siguiendo estrategias muy diferentes a las americanas. Las transnacionales europeas están iniciando estrategias de diversificación o conversión en empresas multienergéticas, mientras que las estadounidenses están siguiendo estrategias de continuidad como empresas especializadas en hidrocarburos. Al mismo tiempo, las empresas europeas presentan objetivos de reducción de emisiones más ambiciosos que las americanas.

A continuación, el trabajo se interesa por los motivos de esas diferencias y se pregunta en qué medida los cambios que se están produciendo en la demanda energética han sido una condición necesaria, o incluso suficiente, para que las compañías europeas hayan iniciado estrategias de diversificación. Igualmente se pregunta si la diversificación del negocio hacia otras actividades no vinculadas a los hidrocarburos ha sido condición necesaria, o incluso suficiente, para que estas empresas hayan empezado a asumir la reducción de emisiones como un objetivo estratégico.

Por último, a partir de los planes de expansión de las compañías, el trabajo analiza el impacto de esas estrategias de diversificación sobre el desarrollo de las energías renovables. Ese impacto presenta al menos tres derivadas importantes: el aumento de la capacidad productiva, el aporte tecnológico, y la consiguiente reducción de costes en ámbitos como la eólica marina o la producción de hidrógeno verde.

Sabemos que las empresas estatales o *National Oil Companies* (NOCs) son responsables de más del 60% de la producción mundial de crudo y también lo son de la mayoría de las emisiones que genera esta actividad. Sin embargo, en este trabajo hemos preferido centrarnos en las *International Oil Companies* (IOCs). Las IOCs son grandes empresas privadas, cotizadas e integradas verticalmente, desde la extracción hasta la comercialización de derivados. Actualmente sólo disponen del 10% de las reservas mundiales de petróleo y aportan menos del 15% de la producción mundial de crudo y petróleo refinado. No obstante, a pesar de estas cifras, la importancia de estas empresas dentro de la industria es mayor de lo que pudiera parecer. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency*, IEA) (2020), el 40% de la extracción de crudo procede de consorcios en los que las IOCs cuentan con algún tipo de participación, aportando capital y, sobre todo, activos de gestión y tecnológicos. En actividades de refino, estas empresas tienen la posibilidad de abastecer a sus plantas con producción propia a precios no de mercado, lo que les otorga una importante ventaja competitiva frente a otras compañías independientes.

Aunque existen algunas IOCs de tamaño medio, en el trabajo nos centraremos en las de mayor tamaño, también conocidas como *majors*: Chevron, ExxonMobil (en adelante, Exxon), British Petroleum (en adelante,

1 Los compromisos de reducción de emisiones por parte de las empresas petroleras son todos posteriores al Acuerdo de París, de ahí que este acuerdo se tome como punto de partida para el estudio. El trabajo se comenzó a elaborar a comienzos de 2022, por lo que no hace referencia a la dinámica alcista ni a otros acontecimientos posteriores al inicio de la guerra en Ucrania.

BP), Shell, TotalEnergies (en adelante, Total) y Eni, distinguiendo entre las *americanas* (Exxon y Chevron) y las  *europeas* (BP, Shell, Total y Eni). Esta distinción no responde tanto a la procedencia actual de su capital como al origen histórico de estas compañías, varias de ellas heredadas de las siete hermanas que dominaron la industria hasta la crisis de los años setenta. Al grupo de las cuatro *major* europeas hemos añadido la noruega Equinor (antes Statoil) y la española Repsol, por tratarse de dos compañías de referencia en el continente, si bien la primera es de propiedad estatal y la segunda es una IOC de tamaño medio, especializada en actividades de *downstream*<sup>2</sup>.

Esta selección de empresas se justifica fundamentalmente por tres motivos. El primero es que, por lo explicado anteriormente, estas *major* siguen siendo empresas de referencia dentro de la industria. El segundo es la facilidad para obtener información completa y actualizada sobre sus operaciones y estrategias, a través de sus memorias anuales, informes de sostenibilidad y planes estratégicos. El tercer motivo es que es sobre estas compañías sobre las que parecen estar centradas todas las expectativas de cambio dentro de la industria; o lo que es lo mismo, pocas NOCs han expresado públicamente su intención de integrar en sus estrategias el reto de la transición energética.

Finalmente, se debe aclarar que el trabajo analiza la forma en que las IOCs están integrando en sus estrategias el reto de la transición energética, pero no lo hace con un interés puramente microeconómico, sino que lo hace, sobre todo, para entender el papel que puedan estar jugando estas empresas en ese proceso de transición. Ese papel cabe esperar que sea de rechazo o resistencia al abandono de las energías fósiles; pero podría pasar a ser otro menos reactivo, ambivalente o, incluso, favorecedor en algunos aspectos de la transición energética, en caso de que perciban su avance como algo inevitable.

La estructura del trabajo es la siguiente. En primer lugar, ofrecemos un marco para el análisis de las relaciones entre los objetivos de diversificación productiva y reducción de emisiones y, a continuación, explicamos las distintas opciones estratégicas que, de acuerdo con ese marco, pueden seguir las empresas. En segundo lugar, analizamos, a partir de los informes publicados, las opciones seguidas por las compañías seleccionadas. En tercer lugar, se reflexiona sobre las diferencias en la evolución de la demanda energética como causa de las diferencias en las estrategias de diversificación, y cómo estas son causa de las políticas que están poniendo en marcha las empresas para la reducción de sus emisiones. Por último, se presentan los planes de expansión de las empresas europeas en el sector de las energías renovables, para ofrecer una reflexión sobre el impacto que podría tener esa expansión sobre la transición energética. El trabajo finaliza con unas conclusiones.

## 2. MARCO PARA EL ANÁLISIS DE LAS RELACIONES ENTRE DISTINTOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

Aunque se trata de un tema de reciente investigación, la literatura dedicada al análisis de las estrategias de las *majors* del petróleo ante el reto de la transición energética comienza a ser abundante. La gran mayoría de los trabajos analiza estas estrategias desde una perspectiva medioambiental, con el objetivo de evaluar críticamente el desempeño de estas empresas frente al cambio climático.

En este sentido, son de gran interés los informes de IEA (2020), International Renewable Energy Agency (IRENA, 2021) y Carbon Tracker Initiative (2022), que se encargan de hacer un seguimiento de los planes, medidas y resultados de estas compañías en lo que respecta a la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), constatando la modestia de los avances y las diferencias de aproximación entre compañías. A conclusiones aún más críticas llegan la mayoría de las investigaciones realizadas durante estos últimos años (Dietz *et al.*, 2021; Kenner y Heede, 2021; Li *et al.*, 2022; Grasso, 2019); si bien algunos estudios recientes apuntan algunas mejoras (Bach, 2019), que casi siempre se atribuyen a la necesidad que tienen estas compañías de ganarse una licencia social para continuar con el negocio petrolero (Latapí *et al.*, 2020; Jaworska, 2018; Du *et al.*, 2013).

Por lo general, estos trabajos, aunque aportan una información fundamental para conocer la implicación de las grandes empresas petroleras en la lucha contra el cambio climático, casi nunca abordan el estudio de las

2 Las actividades de *downstream* incluyen el refinamiento, la fabricación de derivados, la comercialización y la distribución. El *midstream*, las actividades de transporte y almacenamiento. El *upstream*, las de exploración, perforación y extracción.

medidas para la reducción de las emisiones de carbono como parte de procesos de reorientación estratégica más amplios, motivados por otros factores distintos del *greenwashing* o la mayor o menor responsabilidad social de sus directivos con los compromisos alcanzados en el AP.

El análisis de las estrategias de las *majors* ante la transición energética que proponemos a continuación se distancia de esos trabajos y se alinea con los planteamientos de Fattouh *et al.* (2019), en el sentido de que considera que la reducción de emisiones no es el único reto al que se enfrentan las *majors*. Las *majors* se enfrentan sobre todo al riesgo de que se produzca un descenso simultáneo y acelerado de la demanda y los precios del petróleo, lo que podría dar lugar a una caída de sus beneficios y a una rápida devaluación de sus activos (Grant y Coffin, 2020; Van del Ploeg, 2016). Desde el punto de vista estratégico, ninguno de los dos retos se entiende sin el otro.

Al combinarlos, no es fácil discernir si la decisión de diversificar (o no) el negocio petrolero por parte de las *majors*, incorporando producciones bajas en carbono, obedece a la presión a la que están siendo sometidas para que reduzcan sus emisiones o a los cambios que se están produciendo en la demanda energética. Tampoco es fácil saber si la reducción de emisiones constituye un objetivo estratégico de la empresa o es simplemente una consecuencia de la diversificación del negocio.

En relación con los motivos para la diversificación, aunque en principio puede ocurrir que esta esté fundamentalmente motivada por el intento de reducir emisiones, o bien que sólo se dé cuando ambos factores (presión sobre las emisiones y riesgo de devaluación de activos) actúan conjuntamente, en este trabajo sugerimos –en línea con los hallazgos recientes de Christophers (2021) y Green *et al.* (2021)– que el riesgo de devaluación de los activos por cambios en la demanda energética podría ser condición necesaria y suficiente para que la empresa adopte una estrategia de diversificación.

A modo de exploración preliminar para saber si las expectativas sobre los cambios en la demanda energética están efectivamente actuando como condición necesaria, incluso suficiente, para que las empresas pongan en marcha estrategias de diversificación, comparamos las estrategias de compañías similares (las *majors*) expuestas a diferentes expectativas sobre la evolución de la demanda de petróleo (las europeas vs las americanas).

En relación con la política de la empresa con respecto a la reducción de emisiones, aunque en principio el objetivo de esa reducción puede concebirse como algo independiente de la estrategia de diversificación, en este trabajo sugerimos que lo segundo (la diversificación) quizá sea condición necesaria, aunque no suficiente, para lo primero (la incorporación de reducción de emisiones como objetivo de la empresa).

A modo de exploración preliminar para valorar hasta qué punto las empresas que están desarrollando estrategias de diversificación han asumido la reducción de emisiones como un objetivo estratégico en sí mismo, o si esta reducción es sólo un efecto derivado de la decisión de diversificar el negocio, analizamos la variedad e intensidad de las medidas específicamente adoptadas para reducir las emisiones que genera la actividad principal, es decir, la petrolera (extracción, transporte y refinación), en un sentido similar a como lo hace Shojaeddini *et al.* (2019).

En el caso de que no se observen planes de reducción en este ámbito, puede deducirse que la reducción de emisiones constituye una consecuencia de la diversificación, que la empresa capitaliza en su propio beneficio, presentando como una estrategia de reducción de emisiones lo que no es más que una respuesta al riesgo de devaluación de sus activos. En el caso de que sí se observen intervenciones en estos ámbitos, podrá colegirse que el objetivo de reducción de emisiones tiene una naturaleza propia. Adicionalmente, si ese objetivo sólo se detectara en las empresas que además han emprendido estrategias de diversificación, podría pensarse que la diversificación ha actuado como una condición necesaria, aunque no suficiente, a la hora de incorporar la reducción de emisiones como un objetivo estratégico.

Por último, y volviendo a los trabajos mencionados anteriormente, todos ellos –incluidos los que ponen el foco en el problema de los activos varados o *stranded assets*– coinciden en centrar su interés en los niveles de emisión, en los motivos para reducirlos y/o los resultados obtenidos, valorando o clasificando a las empresas en función de sus avances y objetivos para la reducción de emisiones. Sin embargo, ese interés de carácter fundamentalmente medioambiental hace que presten escasa atención a las implicaciones que esas medidas y esos planes pueden

llegar a tener por un lado sobre el funcionamiento del mercado petrolero y por otro sobre el desarrollo de las energías alternativas a los combustibles fósiles.

Con la excepción de Pickl (2019) y Lu *et al.* (2019), hasta donde sabemos no hay estudios más recientes publicados al respecto. En este sentido, la comparación de los planes de expansión de las diferentes compañías en el ámbito de las renovables es un ejercicio útil, del que se derivan algunas reflexiones que, aunque sea de forma muy preliminar, presentaremos al final del trabajo.

### 3. OPCIONES ESTRATÉGICAS DE LAS *MAJORS* FRENTE A LA DIVERSIFICACIÓN Y LA REDUCCIÓN DE EMISIONES

#### 3.1. Diversificación productiva y reducción de emisiones

##### a) Diversificación productiva

Ante la transición energética, las empresas se enfrentan a una decisión fundamental: mantenerse en el monocultivo petrolero (estrategia reactiva) o abrirse a otros espacios de negocio (estrategia proactiva). Esa búsqueda de nuevos espacios puede a su vez estar más orientada hacia industrias externas al ciclo petrolero (renovables, hidrógeno verde y distribución eléctrica) o internas al mismo (biocombustibles o hidrógeno azul).

Si la empresa tiene como objetivo la reducción de emisiones y/o considera que la demanda (y los precios) del petróleo han iniciado una tendencia estructural a la baja, seguramente opte por una estrategia proactiva de diversificación. En caso contrario, preferirá mantenerse como una empresa plenamente especializada en hidrocarburos.

Si decidiera diversificar, la opción más conservadora sería la de los biocombustibles, pues esta mantiene a la compañía dentro del ciclo petrolero, en la medida en que su producción permite aprovechar buena parte de las capacidades ya instaladas para la producción de combustibles derivados de los hidrocarburos. El destino de estos productos es, además, el mismo que el de los combustibles convencionales, si bien no presentan las mismas propiedades y densidades energéticas que los combustibles fósiles.

La apuesta por la diversificación hacia fuentes externas al ciclo petrolero, sea la producción de renovables o la distribución de electricidad, resulta en principio más arriesgada, pues conlleva costes iniciales de inversión más elevados (si bien la instalación de plantas eólicas marinas presenta complementariedades tecnológicas con las plataformas *offshore* de gas y petróleo), aunque, a cambio, ofrece mercados más amplios y con un gran potencial de crecimiento. Esa expansión de la demanda se refiere sobre todo al avance de la electrificación en hogares, industrias y vehículos, pero también al fuerte crecimiento que se le augura al hidrógeno verde como insumo para el tratamiento de hidrocarburos, la fabricación de amoníaco e incluso, más adelante, como combustible para el transporte.

##### b) Reducción y mitigación de emisiones

Ante la transición energética, la empresa también tiene que decidir qué política va a seguir con respecto a la reducción de las emisiones que genera su actividad. En caso de que haya optado por la diversificación de sus actividades hacia energías renovables o bajas en carbono, esa política de reducción de emisiones podría abordarse de dos maneras.

La primera opción la denominamos pasiva o conservadora, pues en este caso la empresa interpreta que la diversificación del negocio la libera de tener que desplegar otras iniciativas específicamente dirigidas a reducir la intensidad de las emisiones por unidad equivalente de petróleo. En este sentido, hay que tener en cuenta que, siempre que la intensidad de emisión se calcule dividiendo el total de emisiones por el total de la producción energética de la compañía, medida en unidades de energía de petróleo equivalente, le bastaría con aumentar su producción de energías renovables o bajas en carbono para reducir sus emisiones, incluso aunque no disminuyera su actividad vinculada a los hidrocarburos. La reducción podría ser también en términos absolutos, si la actividad ligada a los combustibles fósiles tendiera a disminuir, conforme fuera aumentando la producción basada en fuentes de energía renovables y bajas en carbono.

Objetivos	Intensidad de Emisiones (gCO <sub>2</sub> eq/MJ)													
					Emisiones netas absolutas Scope 1 y 2 (mtonCO <sub>2</sub> eq)					Scope 3				
					Netas (1y 2)		Brutas (1y 2)			Brutas				
Opciones	Renovables	Hidrógeno		Bio Combustibles		Captura y Compensación (Mitigación, EMT) <sup>1</sup>		Descarbonización			Reducción de hidrocarburos			
	Almacenamiento y distribución eléctrica	Verde	Azul	Insumo para hidrógeno	Combustibles para Industria y Transporte	Captura y Almacenamiento (CCUS) <sup>2</sup>	Soluciones naturales (NBS) <sup>3</sup>	Flaring <sup>4</sup>	Fugas de metano <sup>5</sup>	Provisión eléctrica	Derivados	Oil & gas		
		Insumo para refinería												
Industria, servicios y Transporte	Otros insumos industriales	Transporte	Otros insumos								Insumos y combustibles			
Estrategias	Diversificación externa				Diversificación interna al ciclo				Reducción de emisiones				Sustitución de fuentes	
	Diversificación con reducción de emisiones											Sustitución de fuentes		
	Diversificación con reducción de emisiones y sustitución de fuentes													

**Tabla 1:** Objetivos de emisión y opciones estratégicas de las IOCs<sup>3</sup>

Fuente: Elaboración propia.

La segunda alternativa consiste en acompañar la diversificación energética de una segunda línea de actuaciones específicamente dirigida a acelerar la reducción de las emisiones procedentes de sus actividades hidrocarbúricas, es decir, lo que se conocen como las emisiones *scope 1 y 2*<sup>4</sup>, y que la IEA estima que en diez años podrían reducirse a la mitad. Ello se puede hacer por diferentes vías: la detección de las fugas de metano es la más importante, pero también la provisión de electricidad producida con energías renovables para la perforación y extracción del crudo, el control de las emisiones que se producen en la quema (*flaring*) de los gases que se desprenden en los procesos de extracción, y la mejora de la eficiencia en el uso de la energía consumida en las fases tanto de producción como de transporte. El proceso de refinado también genera emisiones de GEI, en cantidades que varían mucho dependiendo del tipo de crudo y de las técnicas de refinado. Por ello, la selección de crudos y la mejora de esas técnicas también pueden contribuir a la reducción de emisiones.

A este respecto, la descarbonización del hidrógeno mediante técnicas de captura, reutilización y almacenamiento del CO<sub>2</sub> (CCUS, por sus siglas en inglés) merece una mención especial. En general, el desarrollo de estas técnicas para la mitigación de los niveles de emisión puede aplicarse a diferentes procesos, pero su aplicación a la producción del hidrógeno que se utiliza para el refinado de petróleo tiene una especial importancia, por los altos niveles de emisión que generan estos procesos. Además, si la descarbonización de ese hidrógeno fuera suficientemente intensa, el hidrógeno resultante (limpio o azul) podría competir con el hidrógeno verde (producido mediante electrolisis), para su utilización como insumo en la producción de derivados y otros productos industriales (amoníaco, acero, fertilizantes) o como combustible en el sector del transporte<sup>5</sup>.

Finalmente, en el caso de que la empresa decidiera mantenerse dentro del negocio petrolero, cabrían igualmente dos opciones con respecto a la reducción de las emisiones generadas por su actividad petrolera o hidrocarbúrica.

3 (1) EMT: *Emissions Mitigation Technologies*, que incluyen CCUS y NETs (*Negative Emissions Technologies*); (2) CCUS: *Carbon-capture, utilisation and storage technologies*; (3) NBS: *Nature Based Solutions*, son parte principal de la NETS, e incluyen reforestación, gestión del suelo y fertilización de océanos; (4) *Flaring*: quema del gas que se desprende de las extracciones petrolíferas; (5) Fugas de metano: causadas por ventilación, quema, malas combustiones y otras fugas.

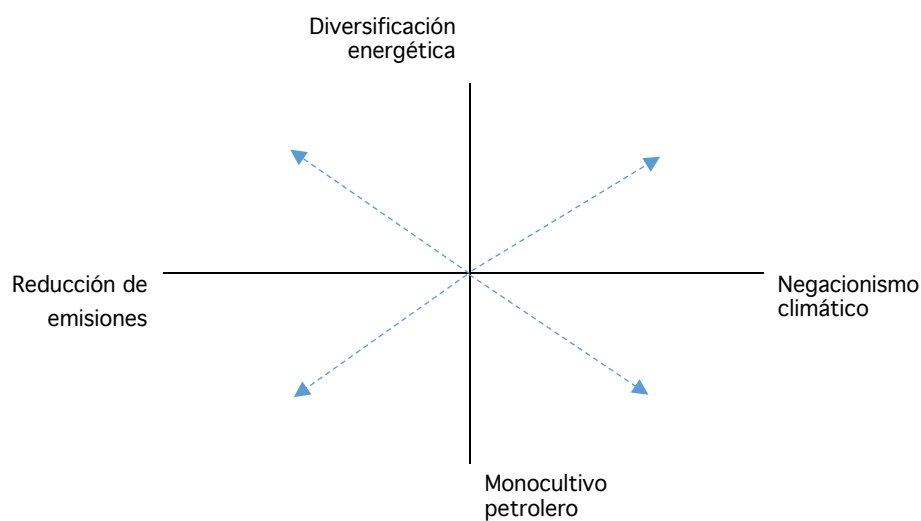
4 Las emisiones *scope 1* son las generadas directamente por la actividad hidrocarbúrica, las *scope 2* son las generadas por industrias suministradoras de productos o procesos necesarios para el desarrollo de esas actividades y las *scope 3* son las que se generan cuando se usan (se queman) los productos fabricados por la industria petrolífera. La IEA estima que las emisiones *scope 1 y 2* representan algo más de un cuarto del total de las emisiones del sector petrolífero. En el caso de las  *majors*, ese porcentaje se estima que es algo más bajo (en torno al 20%).

5 La IEA (2021a) estima que, actualmente, la producción de hidrógeno *verde*, producido a partir de renovables, es aproximadamente dos veces más costosa que la de hidrógeno *azul*, producido con biogás o con gas natural aplicando técnicas de captura. Actualmente, casi todo el hidrógeno consumido en la industria es *marrón*, producido mediante la quema de gas natural y sin técnicas de captura.

La primera opción, reactiva o negacionista, se sustenta en la idea de que una estrategia orientada a reducir la intensidad de las emisiones internas al ciclo (*scope 1 y 2*), además de costosa, resultaría poco conveniente, en la medida en que supondría asumir como un objetivo prioritario lo que la propia compañía quiere o espera que se asuma de forma lenta y poco decidida por parte de la gran mayoría de los consumidores.

La segunda opción se justificaría si, ante un aumento de la presión regulatoria, financiera y/o reputacional, se percibe que el coste de quedarse parado es aún mayor que el de tomar la iniciativa. En este caso, la empresa adoptará medidas como las mencionadas anteriormente (suministro eléctrico renovable, *flaring*, fugas de metano, eficiencia energética, captura, etc.). También podría desarrollar proyectos tentativos de diversificación internos al ciclo petrolero (hidrógeno azul y biocombustibles), que puedan ser utilizados para justificar la existencia de una política orientada a la sostenibilidad.

En conjunto, de lo anterior se deducen cuatro opciones estratégicas que se resumen en el siguiente cuadro:



Fuente: Elaboración propia.

### 3.2. Opciones estratégicas de las majors europeas y americanas

Siguiendo el trabajo de Pickl (2019) y la información que ofrece la IEA (2020), las IOC's europeas –BP, Shell, Eni y Total- (además de la noruega Equinor y la española Repsol) puede considerarse que, aunque de forma todavía casi exploratoria, han iniciado estrategias de diversificación, puesto que todas ellas han llevado a cabo operaciones de fusión y absorción de otras compañías y/o han asumido gastos a escala comercial en los ámbitos de la generación y/o distribución eléctrica, así como en la producción de renovables, bien de origen solar o eólico. Shell, Total y Eni disponen de activos tanto en la generación como en la distribución, mientras que BP y Equinor han invertido en la producción de renovables, aunque por el momento sólo han anunciado inversiones o asignado fondos al desarrollo de tecnologías relacionadas con la distribución de electricidad.

Los informes de sostenibilidad de las empresas publicados en 2021 reafirman esa tendencia y anuncian planes de inversión que sugieren que nos encontramos ante un salto cualitativo en el proceso de diversificación. En concreto, la francesa Total propone dedicar a lo largo de esta década más del 25% de sus inversiones, unos 4 mil millones de dólares a energías renovables, para pasar de una capacidad instalada de 10 GW a 35 GW en 2025, hasta llegar a 100 GW en 2030. Los planes de BP también son ambiciosos; aunque su capacidad instalada actualmente no llega a los 5 GW, cuenta, según informa en su plan estratégico, con inversiones asignadas para alcanzar los 20 GW en 2025 y los 50 GW en 2030.



A un nivel más modesto, Eni, Equinor y Repsol también planean realizar un gran esfuerzo inversor en energías renovables. La italiana quiere pasar de 1,2 a 15 GW en 2030 y llegar hasta 55 GW en 2050; la noruega de 1,5 a 16 GW y la española de 1,5 a 20 GW en 2030. En todos los casos, los incrementos previstos son significativos, aunque menores que los planeados por Total y BP. Solamente Shell, con una potencia instalada de 1,5 GW en 2021, evita ofrecer cifras sobre el crecimiento de su sección de renovables, que considera uno de los pilares de su expansión.

Por su parte las americanas Chevron y, aún más claramente, ExxonMobil apenas han mostrado interés en estos sectores. Es más, en los últimos años han desinvertido ante la escasa rentabilidad de algunas de las inversiones que hicieron en el pasado. Como ha explicado el CEO de Chevron, Mike Wirth, no es razonable que los accionistas de Chevron tengan que sacrificar ganancias en el futuro debido a la incertidumbre involucrada en la transición energética y los renovables (Krauss, 2020).

El informe de IRENA (2021) confirma lo anterior. Ambos destacan la existencia de una clara línea divisoria entre las empresas americanas (ExxonMobil y Chevron) y las europeas (BP, Shell, Total, Eni, Equinor). De acuerdo con IRENA, las europeas se muestran más avanzadas y decididas en su compromiso contra el cambio climático, participando en el desarrollo de proyectos ligados al sector eléctrico y la producción de energías renovables; algunas (Shell y Eni) más orientadas hacia la distribución eléctrica y otras (Total, BP, Equinor) hacia la producción de renovables.

La diversificación hacia la producción de biocombustibles, como producción complementaria o incluso sustitutiva de la producción de productos derivados del petróleo, está igualmente más avanzada en las empresas europeas, si bien sólo Total y BP prevén la disminución de su producción de crudo, conforme aumente la producción de biocombustibles. Las otras cuatro prevén disminuciones en la producción de derivados convencionales, pero no en su producción internacional de crudo.

De acuerdo con los informes anuales publicados en 2021, Total prevé estabilizar su oferta de crudo a lo largo de la década hasta alcanzar una reducción del 10% en 2030; al mismo tiempo, prevé reducir un 30% su producción de derivados, de manera que la participación de los derivados en el total de la producción de la empresa pase en diez años del 44% al 30%. Por su parte, BP planea pasar de 2,2 millones de barriles día de petróleo equivalente en 2021 a 2 millones en 2025 y 1,5 en 2030; y de los 1,7 millones de barriles día de petróleo refinado a 1,2 millones en 2030. ENI estima que su producción de crudo aumentará a un 3% anual, pero prevé que la producción de derivados esté plenamente descarbonizada en 2050. El plan estratégico de Repsol también incluye la completa transformación del negocio refinero, de forma que en 2050 sus plantas estén plenamente dedicadas a la producción de combustibles e insumos para la industria (*feedstock*) bajos en carbono. En el caso de Shell, el objetivo a 2050 es que el 55% de los derivados sean biocombustibles. Equinor, centrada en la extracción, anunció en 2021 la venta del 100% de sus refinerías en Dinamarca.

Finalmente, y en coherencia con las previsiones de aumento de las inversiones en renovables, Shell abrió en Alemania su primera electrolizadora para la producción de hidrógeno verde. BP, Total y Repsol también están participando en proyectos para la construcción de hidrogeneras.

Por su parte, las empresas americanas no sólo descartan entrar en el mercado de las renovables, sino que también se mantienen más rezagadas en lo que se refiere al desarrollo de otras soluciones energéticas bajas en carbono, como la producción de biocombustibles o la generación de hidrógeno limpio. En los informes de sostenibilidad publicados en 2021, las referencias a la producción de biocombustibles son casi testimoniales y la producción de hidrógeno azul en gran escala está a la espera de que el desarrollo de las técnicas de captura permita reducir sus costes de fabricación. Por último, no se contempla la producción de hidrógeno con biogás ni mediante electrolisis.

Por lo que se refiere a la política para la reducción de emisiones, el informe de Carbon Tracker Initiative (2022) también marca una clara diferencia entre las empresas europeas y las americanas, puesto que sólo las europeas se han comprometido a erradicar en 2050 sus emisiones netas de *scope 1* y *2*. En este informe, todas las americanas evaluadas, incluyendo Chevron y ExxonMobil, aparecen situadas por detrás de las europeas, por no contar con compromisos explícitos para la reducción de sus emisiones en términos absolutos, si bien en sus últimos



reportes anuncian por primera vez que aspiran a alcanzar la meta de *net-zero* en las actividades directas (*scope 1*) de *upstream*<sup>6</sup>.

Además, las europeas acompañan su compromiso de *net-zero* en 2050 para toda su actividad productiva, de objetivos intermedios de reducción de emisiones en 2030, que oscilan entre el 55% de y el 40% con respecto a los niveles prepandémicos. Y, según se observa en la Tabla 2, Eni, Repsol y BP también prevén recortes en las emisiones de alcance 1, 2 y 3 para 2030, del 25%, el 30% y el 40%, respectivamente. Eni se compromete además a erradicarlas para 2050. Total no cuantifica ese recorte para 2030, pero se compromete a una reducción del 75% para 2050. En lo que se refiere a las emisiones de *scope 1, 2 y 3*, Shell no ofrece cifras y Equinor reconoce que seguirán aumentando, al menos hasta 2030, lo que es coherente con el hecho de que estas dos compañías no se planteen reducir sus niveles de producción de crudo, y que sus planes para la reducción de derivados sean menos ambiciosos que los de sus competidoras.

Por último, aunque sólo las europeas se marquen objetivos específicos, de la lectura del informe de Carbon Tracker Initiative y de los reportes anuales y de sostenibilidad publicados por las compañías, cabe deducir que todas las empresas, incluidas las americanas, están empezando a aplicar medidas para la reducción de las emisiones que generan la producción, el refinado y el transporte de hidrocarburos (*scope 1 y 2*); si bien Total, Eni y Equinor son las que presentan una mayor diversidad e intensidad de intervenciones. Aunque es pronto para conocer la efectividad de estas medidas, las tres dicen haber empezado a realizar inversiones destinadas a reducir las fugas de metano, las emisiones de CO<sub>2</sub> en las actividades de extracción, a abastecerse de electricidad generada con energías renovables y a invertir en proyectos de CCUS, incluyendo objetivos de eliminación de emisiones por *flaring* y/o metano a 2030. Como se observa en la Tabla 2, BP y Shell también muestran avances en la reducción de metano, *flaring* y captura, pero no dan cifras completas ni se marcan objetivos de eliminación a 2030. Por su parte, Chevron y ExxonMobil comienzan a incorporar objetivos de reducción de *flaring* y metano, aunque centran casi todos sus esfuerzos en medidas de compensación y en inversiones en proyectos de CCUS que están todavía en fase experimental como el Quest o el Gorgon Project.

En conjunto, y a la luz de lo anterior, cabe situar a Total, BP, Eni y Repsol en la zona alta de la bisectriz del cuadrante superior izquierdo, si bien en el caso de la francesa la diversificación está más orientada hacia las renovables y la distribución eléctrica, mientras que en la italiana la estrategia está más orientada hacia los biocombustibles; la inglesa y la española combinan ambas líneas de diversificación, si bien BP es de mayor tamaño y lo hace, por tanto, a una escala mucho mayor. Shell, que presenta planes menos ambiciosos para la década 2030, tanto para la diversificación como para la reducción de emisiones, podría situarse en la zona baja de la bisectriz del cuadrante superior izquierdo. Equinor también estaría en ese mismo cuadrante, pero abajo a la izquierda, por presentar una apuesta estratégica más orientada hacia la reducción de emisiones que hacia la diversificación del negocio.

En el extremo opuesto, ExxonMobil y Chevron se sitúan en el cuadrante inferior derecho, que recoge a las empresas que se mantienen en el monocultivo petrolero y el negacionismo climático, si bien, como decíamos ante, comienzan a observarse movimientos de derecha a izquierda del eje horizontal (métodos de captura y medidas para la reducción de *flaring* y gas metano). Podría entenderse que esos movimientos a lo largo del eje horizontal van acompañados de un ascenso a lo largo del vertical, si se considera, como ya se ha dicho, que la captura es una técnica de reducción de emisiones que al mismo tiempo esconde un posicionamiento estratégico: disponer en el futuro de una ventaja competitiva (y los royalties correspondientes) en la producción de combustibles sintéticos e hidrógeno azul (Shojaeddini *et al.* 2019), lo que permitiría a estas compañías abrirse hacia otras líneas de producto complementarias con los hidrocarburos.

En suma, el análisis pone de manifiesto que las IOCs europeas, si bien el caso de Shell es más dudoso, empiezan a asumir la reducción de emisiones como un objetivo estratégico, más allá de sus estrategias con respecto a la diversificación del negocio petrolero. En el caso de las IOCs americanas, esta conclusión sería demasiado prematura, por más que algunas medidas recientes sí que parecen indicar que han decidido abandonar –al menos públicamente– una posición abiertamente negacionista (InfluenceMap, 2019; Sheehan, 2018). Eso sí, en todos los casos, el negocio principal seguirá siendo la producción de crudo.

<sup>6</sup> Ver nota 2.

Indicadores	Unidad	2019	2020	2021	2030 <sup>1</sup>	2050	2019	2020	2021	2030	2050
<b>EMPRESAS</b>		<b>ENI</b>					<b>British Petroleum</b>				
<b>Objetivos de emisión de GEI<sup>2</sup></b>											
Valores absolutos scope 1 y 2	mtn CO <sub>2</sub> eq	37	33	33	13	netzero	54	46	35	27	netzero
Valores absolutos scope 1, 2 y 3	mtn CO <sub>2</sub> eq	501	439	456	330	netzero	361	328	303	217	-
Valores relativos scope 1, 2 y 3	gCO <sub>2</sub> eq/mj	68	68	67	58	netzero	79	79	79	67	-
<b>Diversificación</b>											
Capacidad instalada de biocombustibles	Mtn	1,1	1,1	1,1	6	-	-	-	1	3	-
Capacidad instalada de renovables	GW	0,2	0,3	1,2	15	60	-	4,4	4,5	50	-
Inversiones net zero <sup>3</sup>	%	-	-	-	60	80	-	-	18	50	-
<b>Reducción y mitigación de emisiones</b>											
Flaring	-	-	-	-	zero	-	-	-	-	-	-
Fugas de metano <sup>4</sup>	(%)	-	-	-92%	-80%	zero	0,14	0,12	0,07	0,035	-
CCUS	mtpa CO <sub>2</sub>	0	0	0	10	50	-	-	-	-	-
<b>EMPRESAS</b>		<b>Total</b>					<b>Shell</b>				
<b>Objetivos de emisión de GEI</b>											
Valores absolutos scope 1 y 2	mtn CO <sub>2</sub> eq	46	41,5	37	27	netzero	70	63	60	35	netzero
Valores absolutos scope 1, 2 y 3	mtn CO <sub>2</sub> eq		400	400	>400	100	1646	1384	1375	-	-
Valores relativos scope 1, 2 y 3	gCO <sub>2</sub> eq/MJ	94	92	90	-	-	78	75	77	64	-
<b>Diversificación</b>											
Capacidad instalada de biocombustibles	Mtn	-	-	0,5	5	-	-	-	0,8	2	-
Capacidad instalada de renovables	GW	-	7	10	100	400	-	-	1,2	-	-
Inversiones net zero	%	10	10	25	25	-	-	-	-	-	-
<b>Reducción y mitigación de emisiones</b>											
Flaring <sup>5</sup>	(%)	-	-	0,7	zero	-	0,9	0,6	0,8	zero	-
Fugas de metano	mtnCH <sub>4</sub>	-	64	49	13	zero	91	67	54	-	-
CCUS	mtpa CO <sub>2</sub>	-	-	-	10	-	-	-	5	-	-
<b>EMPRESAS</b>		<b>Equinor</b>					<b>Repsol</b>				
<b>Objetivos de emisión de GEI</b>											
Valores absolutos scope 1 y 2	mtn CO <sub>2</sub> eq	14,9	13,5	12,1	6,75	netzero	24,7	22,4	19,4	12	netzero
Valores absolutos scope 1, 2 y 3	mtn CO <sub>2</sub> eq	247	250	249	<249	-	189	157	157	132	-
Valores relativos scope 1, 2 y 3	gCO <sub>2</sub> eq/MJ	-	68	67	54	-	66	56	53	47,5	netzero
<b>Diversificación</b>											
Capacidad instalada de biocombustibles	Mtn	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2	-
Capacidad instalada de renovables	GW	-	0,6	0,7	12-16	-	-	-	2,5	20	-
Inversiones net zero	%	-	4	11	50	-	-	-	35	45	-
<b>Reducción y mitigación de emisiones</b>											
Flaring	(%)	2,5	1,7	0,9	zero	-	-	-	-	zero	-
Fugas de metano	(%)	0,03	0,03	0,02	nearzero	-	-	-	0,77	0,2	-
CCUS	mtpa Co <sub>2</sub>	-	0,3	1,1	5-10	-	-	-	-	-	10-15
<b>EMPRESAS</b>		<b>Exxon</b>					<b>Chevron</b>				
<b>Objetivos de emisión de GEI</b>											
Valores absolutos scope 1 y 2	mtn CO <sub>2</sub> eq	118	111	112	99	-	64	68	61	-	-
Valores absolutos Scope 1, 2 y 3	mtn CO <sub>2</sub> eq	-	-	-	-	-	412	412	408	-	-
Valores relativos scope 1, 2 y 3	gCO <sub>2</sub> eq/MJ	-	-	-	-	-	72,7	71,4	71,3	71	-
<b>Diversificación</b>											
Capacidad instalada de biocombustibles	Mtn	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capacidad instalada de renovables	GW	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones net zero	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Reducción y mitigación de emisiones</b>											
Flaring	(%)	11	8	7	5	-	4,7	3,8	4,3	3	-
Fugas de metano	(%)	0,05	0,04	0,04	0,01	-	2,4	2,0	2,1	2,1	-
CCUS	mtpa CO <sub>2</sub>	6	7	7	-	-	1	3	1	-	-

**Tabla 2:** Objetivos de emisión, medidas de diversificación y avances en la reducción de emisiones de las IOCs<sup>7</sup>

Fuente: Elaboración propia a partir de Informes anuales e Informes de Sostenibilidad de las ICOs en 2021.

- 7 (1) Las cantidades de emisión de 2030 están calculadas a partir de los porcentajes de reducción proyectados por las compañías. En Eni, el año de referencia es 2014; en Total y Equinor, 2015; en Shell, Repsol, Exxon y Chevron, 2016; y en BP, 2019. En el caso de Chevron, los objetivos son a 2028; (2) gCO<sub>2</sub>eq/mj: gramos de CO<sub>2</sub> equivalente dividido por la producción de energía producida por la compañía (medida en megajulios); mtonCO<sub>2</sub>eq: millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente; mtpaCO<sub>2</sub>: millones de toneladas de CO<sub>2</sub> abatidas o capturadas por año; GW: gigawattios; (3) Inversiones: porcentaje de inversiones que están de alguna forma orientadas a cumplir con el objetivo de cero neto. En Total, el dato se refiere al porcentaje de inversiones destinadas específicamente al desarrollo de capacidad en renovables; (4) Fugas de metano: las emisiones de metano pueden estar expresadas en porcentaje de emisiones sobre total de gas extraído; o bien en miles de toneladas de gas metano (mtnCH<sub>4</sub>); (5) Flaring: las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente por flaring están expresadas en toneladas de gas quemado por miles de toneladas de hidrocarburos producidos.

## 4. MOTIVACIONES ESTRATÉGICAS: DEMANDA, DIVERSIFICACIÓN Y OTROS FACTORES

### 4.1. La evolución de la demanda energética como factor determinante de la diversificación productiva

La síntesis de las posiciones estratégicas de las diferentes compañías muestra que las opciones de diversificación afectan exclusivamente a las empresas europeas. Al comienzo del trabajo sugeríamos que ello podría deberse a que estas se enfrentan a diferentes expectativas sobre la evolución de la demanda energética. Veamos si es así. Si estas expectativas no fueran muy distintas, las diferencias en la estrategia entre europeas y americanas tendrían entonces que explicarse por el interés de las europeas (y no de las americanas) en reducir sus emisiones mediante el desarrollo de producciones bajas en carbono.

Las IOCs son empresas transnacionales con capacidades de producción de crudo instaladas en los cuatro continentes. Dado que el crudo puede ser transportado de manera relativamente flexible desde cualquier lugar del mundo, el comportamiento del mercado mundial en su conjunto es la referencia fundamental para las IOCs a la hora de tomar decisiones de inversión. En ese sentido, las incertidumbres con respecto a la evolución de la demanda no debieran afectar de manera diferenciada a las IOCs europeas y las americanas.

Sin embargo, las IOCs son empresas verticalmente integradas, que cuentan con capacidades de extracción, pero también de refino y comercialización. Las europeas tienen instaladas la mayor parte de esas capacidades en el continente europeo, en especial Total, Eni y Repsol (en Shell y BP, aproximadamente la mitad de su capacidad de refino está en Europa). Aunque el producto refinado también es exportable, estas áreas del negocio, en especial la comercialización, sí dependen de la forma específica en la que se prevé que evolucione la demanda en cada región.

La IEA prevé que la demanda de petróleo en Europa pase a lo largo de esta década de 13 a 11 millones de barriles diarios y en Estados Unidos de 23 a 22. Sin embargo, mientras que las previsiones de la Comisión Europea con respecto a la UE son más optimistas que las de la Agencia Internacional, adelantando niveles inferiores a los 10 millones a partir de 2030, la *Energy Information Administration* (EIA) de los Estados Unidos asume que el consumo doméstico tanto de gas como de productos petrolíferos, lejos de descender, seguirá aumentando hasta al menos 2050.

Si las IOCs aceptan las previsiones más recientes que apuntan hacia una más que probable disminución de la demanda europea de los productos derivados del petróleo (tanto en la industria como en el transporte) y que, al mismo tiempo, señalan que tanto la demanda de biocombustibles como la demanda eléctrica aumentarán a un ritmo superior al ritmo de crecimiento de la demanda total de energía, es lógico que las empresas con mayor presencia en Europa presenten una mayor preferencia por la diversificación de su cartera que las empresas americanas.

Como se ha comentado en el apartado anterior, esto es exactamente lo que sucede. Las empresas europeas proyectan que su producción de crudo se establezca o disminuya de forma moderada a lo largo de esta década. Estas previsiones no son muy diferentes de las que han publicado las empresas americanas y están muy lejos de los recortes que, de acuerdo con el *Production Gap Report* (PGR, 2021), serían necesarios para cumplir con los objetivos del AP<sup>8</sup>. Para las IOCs europeas, las desinversiones y los planes de reducción de la producción afectan fundamentalmente al refino, la producción de derivados y la comercialización de petróleo, y este espacio *downstream* del ciclo petrolero es el que está siendo reemplazado por otras líneas de producción (sobre todo gas, pero también biocombustibles, hidrógeno y electricidad), mientras se mantienen, de momento, las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas natural.

Para las americanas, la situación es diferente. También disponen de capacidades instaladas en Europa, pero en proporciones más bajas, y están además relativamente más orientadas hacia la exploración y la extracción que las europeas. No sólo el *upstream*, sino en el negocio en su conjunto, disponen de una cartera geográficamente más

8 La IEA (2021b) prevé que, en un escenario de continuidad de las políticas actuales, la producción de petróleo se mantendrá a los niveles actuales hasta 2030. Por su parte, el PGR estima, a partir de los planes de los gobiernos y compañías productoras de petróleo, que la producción de crudo seguirá aumentando hasta más que duplicar las cantidades recomendadas para poder cumplir con el objetivo de evitar un calentamiento superior a los 1,5°C.

diversificada que les permite confiar en reajustes internos para adaptarse a las disparidades territoriales sin tener que abandonar el ámbito central de los hidrocarburos. Si no hay perspectivas claras de descenso en la demanda global, basta esperar al próximo ciclo alcista en los precios, para obtener rentabilidades en el negocio petrolero muy superiores a los que podrían obtenerse en las renovables (Christophers, 2022).

Aunque lo anterior no demuestre que las proyecciones con respecto a la evolución de la demanda son un factor determinante –condición necesaria y suficiente- a la hora de explicar las estrategias de diversificación energética, el hecho de que esta decisión se circunscriba a las de origen europeo, donde las previsiones de descenso de la demanda son más acusadas, pone al menos en duda que las decisiones estratégicas que están adoptando las IOC en estos últimos años –en lo que respecta al desarrollo de renovables y el aumento de la producción de biocombustibles- estén únicamente motivadas por su mayor o menor interés o deseo de reducir sus emisiones.

#### 4.2. La diversificación productiva como condición necesaria para la reducción de emisiones

En el apartado anterior se mostró que todas las IOC, tanto las que han decidido actuar proactivamente antes los cambios en el mercado como las que prefieren mantenerse en una estrategia más reactiva de *wait and see*, han puesto en marcha planes para la reducción de las emisiones que emanan directamente de los procesos de extracción, transporte y refinado de petróleo (*scope 1 y 2*); pero el análisis de esos planes también permitió comprobar que estos están más avanzados y son más ambiciosos en el caso de las IOC europeas; mientras que en las americanas esas medidas son más recientes y están casi completamente focalizadas en el desarrollo de las técnicas de captura.

De este diagnóstico se deducen dos cosas: a) que los objetivos de reducción de emisiones de las compañías europeas no son sólo un efecto colateral de las estrategias de diversificación, de las que la empresa pueda sacar provecho vendiendo como compromiso con los Acuerdos de París lo que no es más que una necesidad de adaptarse a un cambio en las condiciones del mercado, y b) que, no obstante, la diversificación energética -fenómeno exclusivo de las empresas europeas- podría estar actuando como una condición necesaria –aunque quizá no suficiente- para que las empresas asuman la reducción de emisiones como un objetivo estratégico.

En relación con este segundo punto (la diversificación como condición necesaria), es razonable pensar que estas empresas solo adoptan la reducción de emisiones como un objetivo que atraviesa toda la actividad de la compañía, cuando han decidido optar por la diversificación productiva. Primero porque esa diversificación es una garantía de que se va a poder vender como exitosa la estrategia de reducción de emisiones. Segundo porque, una vez adoptada la estrategia de diversificación, el desarrollo de una estrategia creíble y ambiciosa de reducción de emisiones, que incluya proactivamente todos los *scopes*, pasa a ser una *inversión* casi imprescindible si se quiere fortalecer el reposicionamiento de la compañía en el sector de las renovables.

No obstante, el punto de inflexión que parece observarse en los dos últimos años, de acuerdo con los datos comentados en el apartado anterior, parece que requiere de la presencia de algunos factores adicionales. Sugérimos los siguientes. El primero remite a un proceso de retroalimentación de las presiones procedentes de los inversores, el sistema financiero y las autoridades nacionales y comunitarias para que las compañías petroleras reduzcan sus emisiones. El segundo, que engloba en realidad todo lo anterior, es que ese proceso de retroalimentación no lo están sufriendo únicamente estas empresas por ser las más contaminantes, sino que afecta, de manera generalizada, al conjunto del sistema productivo. La insistencia y consistencia sistémica de ese direccionamiento de la acción pública, que repercute a su vez sobre las decisiones del sector privado, hacia la reducción de emisiones da la impresión de que ha finalmente convencido a las IOC europeas de que el reto de la transición energética es en estos momentos una prioridad estratégica de primer orden para la UE y un fenómeno que, en su conjunto, se presenta como irreversible.

Esta constatación, reafirmada con la publicación Fitfor55 en julio de 2021 y, más recientemente, de RePowerEU, presenta dos derivadas. La primera es que ratifica la previsión de que el consumo de petróleo en Europa tenderá a reducirse de forma acelerada a lo largo de las próximas décadas, y, por consiguiente, aumentará la demanda eléctrica, así como la de hidrógenos y fueles bajos en carbono. La segunda derivada es que, alineando sus intereses estratégicos con los de las autoridades nacionales y comunitarias, las compañías petroleras parecen

haber identificado la oportunidad de ocupar una posición de privilegio, tanto desde el punto de vista tecnológico como financiero, como actores necesarios (incluso imprescindibles) para el éxito de la transición energética.

En el caso de las IOCs americanas, la ausencia de esas condiciones necesarias y suficientes es evidente (Skjarseth, 2013), pero si las autoridades apenas ejercen presión sobre las empresas (ni regulatoria, ni fiscal, ni financiera), para que reduzcan sus emisiones, ¿a qué se debe su reciente abandono de las posturas más abiertamente negacionistas? Algunos autores (Mooney, 2020) alegan que la explicación se encuentra en la creciente presión de los accionistas. Para estos, no es tanto (o no sólo) que bancos, fondos de pensiones, compañías de seguros, e inversores institucionales estén limitando su exposición a proyectos ligados a la producción de combustibles fósiles, sino que cuando participan como inversores en estas empresas les exigen que emprendan iniciativas orientadas a reducir las emisiones y abrir nuevas líneas de negocio, ante el miedo a quedarse atrapados con activos varados conforme caiga la demanda de crudo y se incrementen las presiones regulatorias y financieras sobre estas compañías<sup>9</sup>. Suavizar el discurso anti cambio climático y las inversiones en el desarrollo de técnicas de captura, que permitirían reducir emisiones y, al mismo tiempo, abrir la posibilidad de competir en el futuro en el mercado del hidrógeno limpio, parecen ser las respuestas a esas presiones.

## 5. IMPLICACIONES DE LA DIVERSIFICACIÓN DE LAS MAJORS SOBRE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: EL CASO DE LAS RENOVABLES

Una forma de aproximarse al papel de las IOCs como actores relevantes en la transición energética consiste en hacer una primera valoración del impacto que tendrían sus estrategias de diversificación en el desarrollo de las energías renovables. Hasta ahora poco se puede decir porque esa diversificación ha sido sólo tentativa. Antes de la pandemia, el porcentaje de inversiones que destinaban las *majors* a actividades ajenas al petróleo y el gas natural nunca superaba el 5%.

En consecuencia, las capacidades instaladas por las petroleras en estos sectores representaban menos del uno por ciento del total de las capacidades instaladas para la producción de energía solar y eólica. Sin embargo, como ya se ha comentado, los planes a futuro de las seis compañías europeas analizadas son bastante ambiciosos. En caso de que se cumplan sus planes de expansión, estas 6 *majors* aportarían en 2030 una capacidad de 200 GW. Bajo el supuesto de que todo ello se invirtiera en Europa, el aumento de capacidades procedente de las *majors* supondría un aporte aproximado del 35% de todo el crecimiento que tendría que registrarse en la UE si se quieren alcanzar los más que ambiciosos objetivos establecidos recientemente por RePowerEU. De acuerdo con este programa, la capacidad instalada de solar tendría que pasar de 160 a 400 GW y la eólica de 192 a 480 GW. Si se alcanzaran estos objetivos, los niveles de penetración de las *majors* pasarían a situarse entre un cuarto y un quinto de toda la capacidad instalada. Si se cumplieran los objetivos de las *majors*, pero no los de la UE, esa participación podría ser bastante más elevada.

Por empresas, las cuotas de participación son inferiores a las que actualmente registran las empresas líderes en el sector, pero, si cumplieran lo que anuncian, las petroleras podrían pasar a ser en poco tiempo actores relevantes en el sector de las renovables. A modo de ejemplo, Iberdrola, una de las top 5 de la UE en el sector de las renovables, dispone actualmente de una capacidad de 39 GW y aspira a disponer de 90 GW en 2030. Total, que para ese año prevé una capacidad de 100 GW, es la única que anuncia expresamente su propósito de situarse entre las cinco más grandes en 2030. Pero si nos atenemos a las cifras, también BP podría situarse entre las diez primeras. Y lo mismo ocurriría con las demás si, en un contexto de precios, ingresos y beneficios al alza, cumplen con sus intenciones de destinar un porcentaje creciente de sus inversiones a estos sectores (Shell habla de un 20% y Equinor de hasta un 50%). Más aún si alguna se decidiera a acometer una transformación completa del negocio. En este sentido, el precedente de la danesa Orsted, pionera en la conversión completa de una empresa de hidrocarburos en compañía cien por cien especializada en renovables, puede servir de referencia. En la primera década de los dos mil, con el nombre de Dong, cuando aún era una empresa de segundo nivel especializada en hidrocarburos, sus ingresos apenas llegaban al 10% de los de su homóloga noruega Statoil (ahora Equinor). Después de diez años de transición hacia las renovables, Orsted se ha convertido en una de las empresas líderes en renovables, y prevé disponer de 30 GW de capacidad instalada en 2030. Ello quiere

<sup>9</sup> Recientemente, una mayoría de accionistas de Chevron votó a favor de una propuesta que obligaba a la empresa a reducir sus emisiones; mientras que BlackRock y State Street lideraron en ExxonMobil la campaña Engine nº1 para incorporar consejeros a la compañía con experiencia en energías verdes.

decir que las grandes *majors*, sin necesidad de acometer una transición completa, podrían, como así lo prevé Total en su plan estratégico, convertirse en poco tiempo en líderes de la industria. Repsol también podría si siguiera el camino de la empresa danesa, con la que recientemente firmó un acuerdo para el desarrollo de la eólica marina.

Dejando aparte las implicaciones de ese posible desembarco de las petroleras sobre la organización del mercado eléctrico, el aumento de capacidades que traería consigo la penetración de las *majors* del petróleo constituiría sin duda una importante contribución a la lucha contra el cambio climático. No tanto porque ello permitiría a estas compañías cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones (que es el aspecto que centra la atención de la mayor parte de los observadores), sino sobre todo porque ese aporte productivo y tecnológico contribuiría a acelerar tres procesos fundamentales para la transición energética: la electrificación de la demanda final, el desarrollo de la eólica marina, y el escalamiento del hidrógeno verde como insumo y combustible, donde las *majors* europeas podrían adquirir una ventaja competitiva frente a otras refinerías y plantas petroquímicas que siguieran produciendo hidrógeno con gas natural.

## 6. CONCLUSIONES

El trabajo propone un marco para analizar las opciones estratégicas a las que se enfrentan las grandes empresas petroleras ante la transición energética, teniendo en cuenta que la transición plantea dos retos distintos, aunque relacionados. El primero es el reto de la reducción de emisiones; el segundo, el reto de un posible descenso en la demanda y los precios del petróleo.

La mayor parte de la literatura ha analizado ambos retos por separado. La obligación de las empresas de reducir sus emisiones se ha analizado como si fuera sólo un problema de oferta (un problema de elección de la empresa), con independencia de las condiciones de la demanda y los costes de oportunidad de optar por el abandono del negocio, la diversificación o la continuidad en el monocultivo petrolero. A su vez, las opciones ante la evolución de la demanda y el riesgo de devaluación de activos se han estudiado sin considerar sus implicaciones sobre el objetivo de reducir las emisiones de la actividad hidrocarburífera.

Estudiando ambas conjuntamente se dispone de un instrumento de análisis que ayuda a entender mejor las diferentes estrategias que están siguiendo las empresas europeas en relación con las americanas. Por un lado, la preferencia de las europeas por la diversificación productiva parece estar claramente relacionada con la necesidad de compensar la más que segura reducción de la demanda europea de productos petrolíferos, tanto en la industria como en el transporte. En la producción de crudo, los ajustes no son tan grandes y las diferencias con las empresas americanas son más pequeñas, puesto que en este caso las diferencias regionales en el comportamiento de la demanda no son relevantes y a escala global las empresas continúan previendo una dinámica más cercana a la estabilización que al descenso inmediato.

Por otro lado, la diversificación productiva, que es de momento exclusiva de las empresas europeas, contribuye decisivamente a que estas compañías hayan considerado conveniente asumir la reducción de emisiones como un objetivo estratégico, lo que se refleja tanto en sus discursos como en sus acciones, sobre todo a partir de 2015 y, en especial, desde la extensión de la pandemia. No obstante, si, como parece, las empresas europeas han asumido esa reducción como un objetivo estratégico, ello no se debe sólo a la diversificación productiva (factor de demanda), sino también a la presión financiera y regulatoria que las autoridades nacionales y europeas están empezando a ejercer sobre estas compañías (factor de oferta). Dado que esa presión comienza a tener una dimensión sistémica –presionando simultáneamente sobre la oferta y la demanda–, cabe esperar que las dinámicas observadas, todavía incipientes, tiendan a consolidarse.

En el caso de las compañías americanas, la ausencia o debilidad de ambos factores explican su desinterés tanto por la diversificación como por la reducción de emisiones. En coherencia con lo planteado, será difícil que sin una acción coordinada que comience a abrir posibilidades de negocio en nuevos mercados como el eléctrico o el del hidrógeno, las compañías americanas opten por abandonar el monocultivo petrolero y, en consecuencia, por asumir como propio el objetivo de reducir sus emisiones. En términos más generales, será difícil que las empresas petroleras –incluyendo las NOCs, que son las que dominan la mayor parte de la producción mundial– elijan dejar de extraer petróleo, mientras que a nivel mundial siga aumentando el consumo de todo tipo de productos derivados del petróleo.



## REFERENCIAS

- Bach, Matthew (2019). The oil and gas sector: from climate laggard to climate leader. *Environmental Politics*, 28:87–103.
- Carbon Tracker Initiative (2022). Absolute Impact. Why Oil and Gas Companies Need Credible Plans to Meet Climate Targets. *Carbon Tracker: Absolute Impact: Why Oil and Gas Companies Need Credible Plans to Meet Climate Targets - Carbon Tracker Initiative*
- Christophers, Brett (2021). Fossilised Capital: Price and Profit in the Energy Transition. *New Political Economy*, 27:146–59.
- Dietz, Simon; Gardiner, Dan; Jahn, Valentin y Noels, Joeliën (2021). How ambitious are oil and gas companies' climate goals. *Science*, 374:405–8.
- Du, Shuili y Viera, Edward (2012). Striving for legitimacy through corporate social responsibility: insights from oil companies, *Journal Business of Ethics*, 110 (4).
- Fattouh Bassam; Poudineh Ramatalah; West Rob (2019). The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy exists for oil companies and oil-exporting countries. *Energy Transition*, 3:45–58.
- Grant, Andrew y Coffin, Mike (2020). How diverging oil and gas company strategies link to stranded asset risk, *Carbon Tracker*: <https://carbontracker.org/reports/fault-lines/>.
- Grasso, Marco (2019). Oily politics: A critical assessment of the oil and gas industry's contribution to climate change. *Energy Research & Social Science*, 50:106–15.
- Green, Jessica; Hadden, Jennifer; Hale, Thomas; Mahdavi Paasha (2021). Transition, Hedge, or Resist? Understanding Political and Economic Behavior toward Decarbonization in the Oil and Gas Industry. *Review of International Political Economy*. <https://doi.org/10.1080/09692290.2021.1946708>
- IEA-International Energy Agency (2020). The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. Insight from IEA analysis. IEA: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>.
- IEA-International Energy Agency (2021a). The Future of Hydrogen Report prepared by the IEA for the G20, IEA: [The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen)
- IEA-International Energy Agency (2021b). World Energy Outlook 2021. IEA: World Energy Outlook 2021 – Analysis - IEA.
- IRENA (2021). International Oil Companies and the Energy Transition. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jaworska, Sylvia (2018). Change But no Climate Change: Discourses of Climate Change in Corporate Social Responsibility Reporting in the Oil Industry. *International Journal of Business Communication*, 55:194–219.
- Kenner Dario y Heede, Richard (2021). White knights, or horsemen of the apocalypse? Prospects for Big Oil to align emissions with a 1.5°C pathway. *Energy Research & Social Science*, 79:102049.
- Latapí, Mauricio; Johannsdottir, Lara; Davidsdottir, Brynhildur (2020). Drivers that motivate energy companies to be responsible. A systematic literature review of Corporate Social Responsibility in the energy sector, 247: 119094.
- Li, Mei; Trencher, Gregory; Asuka, Jusán (2022). The clean energy claims of BP, Chevron, ExxonMobil and Shell: A mismatch between discourse, actions and investments. *PLoS ONE* 17(2): e0263596. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0263596>
- Lu, Hongfang; Guo, Lijun; Zhang, Yitong (2019). Oil and gas companies' low-carbon emission transition to integrated energy companies. *Science Total Environment*, 686:1202–9.
- InfluenceMap (2019). Big Oil's Real Agenda on Climate Change: How the oil majors have spent \$1bn since Paris on narrative capture and lobbying on climate. *MapInfluence*: <https://influencemap.org/report/How-Big-Oil-Continues-to-Oppose-the-Paris-Agreement-38212275958aa21196dae3b76220bddc>.
- Mooney, Attracta (2020). How investor pressure prompted oil majors to wake up to climate change, *Financial Times*, [www.ft.com/content/83b4ba6b-bef9-45d3-a6fb-087ef3143a43](https://www.ft.com/content/83b4ba6b-bef9-45d3-a6fb-087ef3143a43).
- Pickl, Mathias (2019). The renewable energy strategies of oil majors—From oil to energy. *Energy Strategy Reviews*, 26:100370.
- Sheehan, Kim (2018). This Ain't Your Daddy's Greenwashing: An Assessment of the American Petroleum Institute's Power Past Impossible Campaign: The Paris Agreement and Climate Justice. *Intellectual Property and Clean Energy*, :301–21.
- Shojaeddini, Ensieh; Naimoli, Stephen; Ladislav, Sarah; Bazilian, Morgan (2019). Oil and gas company strategies regarding the energy transition. *Progress in Energy*, 1:12001.
- Skjarseth, Jon; Bang, Guri y Schreurs, Miranda (2013). Explaining growing climate policy differences between the European Union and the United States. *GLOBAL ENVIRONMENTAL POLITICS* 2013; 13 (4): 61–80. doi: [https://doi.org/10.1162/GLEP\\_a\\_00198](https://doi.org/10.1162/GLEP_a_00198)
- Van der Ploeg, Frederik (2016). Fossil fuel producers under threat. *Oxford Centre for the Analysis of Resource Rich Economies*, 32:206–22.



a691

Rafael Fernández Sánchez