COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

"Adaptación desigual: factores explicativos y consecuencias geopolíticas de la transición energética para los países exportadores de petróleo"

Autor: Tomás Alonso-Iñarra
Directora: Isabel Figuerola Ferretti

MADRID | Junio, 2026

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN 3

1.1. Problema y motivación 3

1.2. Revisión de literatura 4

1.3. Pregunta de investigación y contribución 5

2. METODOLOGÍA 6

2.1. Diseño de investigación 6

2.2. Variables y operacionalización 7

2.3. Fuentes de datos 8

2.4. Técnica de análisis 8

2.5. Limitaciones 9

3. RESULTADOS 10

3.1. Perfil de los casos 10

3.2. Variable dependiente: ¿quién se adapta? 13

3.3. Análisis de las variables explicativas 15

3.4. Tabla de condiciones 20

3.5. Consecuencias geopolíticas de la adaptación desigual 21

3.6. Escenarios prospectivos 24

4. DISCUSIÓN 26

4.1. Interpretación de los resultados 26

4.2. Contraste con la literatura 27

4.3. Implicaciones 28

5. CONCLUSIONES 29

BIBLIOGRAFÍA 31

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Problema y motivación

La transición energética plantea una amenaza existencial para los países cuyas economías dependen de la exportación de petróleo. Según la Carbon Tracker Initiative (2023), 28 de 40 petroestados analizados perderían más de la mitad de sus ingresos esperados de combustibles fósiles en un escenario de transición moderada, con una pérdida agregada de 8 billones de dólares entre 2023 y 2040. La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2025) proyecta que la demanda global de petróleo alcanzará su pico en torno a 2030 y que la capacidad de producción mundial superará la demanda en más de 9 millones de barriles diarios, generando un excedente estructural sin precedentes.

Sin embargo, no todos los petroestados enfrentan esta amenaza de la misma forma. Mientras los Emiratos Árabes Unidos han logrado que el 75 % de su PIB proceda ya de sectores no petroleros, Venezuela, aun con las mayores reservas del mundo, ha visto su producción desplomarse un 77 %. Arabia Saudí invierte billones en diversificación, pero con un coste cada vez más difícil de asumir. Nigeria genera el 88 % de sus exportaciones con petróleo pese a décadas de planes de diversificación. Rusia ha perdido su principal mercado energético por decisiones geopolíticas, no por la transición.

Esta variabilidad constituye el problema que motiva el presente trabajo. La literatura existente documenta con rigor que los petroestados serán los principales perdedores de la transición (Vakulchuk *et al.*, 2020), cuantifica el riesgo de activos varados (McGlade y Ekins, 2015; Welsby *et al.*, 2021) y describe las estrategias de diversificación (Fattouh *et al.*, 2019). Pero no explica por qué países con niveles similares de dependencia petrolera presentan trayectorias de adaptación tan distintas. Identificar los factores que producen esta divergencia es relevante tanto para la teoría, pues permite contrastar y extender los marcos del Estado rentista y la maldición de los recursos, como para la política pública: si determinadas condiciones facilitan la adaptación, su identificación puede orientar las reformas en los países más vulnerables.

1.2. Revisión de literatura

El análisis de los petroestados ante la transición energética se nutre de cuatro líneas de investigación que, pese a abordar dimensiones complementarias del fenómeno, rara vez se integran en un mismo marco analítico.

La primera es la teoría del Estado rentista y la maldición de los recursos. Mahdavy (1970) definió el Estado rentista como aquel que obtiene una porción sustancial de sus ingresos de rentas externas sin esfuerzo productivo equivalente. Beblawi y Luciani (1987) refinaron el concepto al identificar su mecanismo central: la ruptura del vínculo entre imposición y representación, que permite al Estado sostenerse sin rendición de cuentas democrática. Karl (1997) demostró cómo los booms petroleros generan un aparato estatal hipertrofiado y resistente a la diversificación. Ross (2012) extendió el análisis empírico a una muestra global, confirmando que la abundancia de petróleo se asocia con menor democracia, mayor corrupción y peor desempeño económico a largo plazo. Esta literatura establece el marco para entender por qué los petroestados tienden a resistirse a la diversificación, pero no explica por qué algunos logran superar esa resistencia y otros no.

La segunda línea aborda los activos varados y el riesgo financiero asociado a la transición. McGlade y Ekins (2015) cuantificaron que un 33 % de las reservas mundiales de petróleo debería permanecer sin explotar para cumplir el objetivo de limitar el calentamiento global a 2 °C; Welsby *et al.* (2021) elevaron la cifra al 60 % para el objetivo de 1,5 °C. Van de Graaf y Bradshaw (2018) introdujeron el concepto de "naciones varadas", argumentando que la pérdida de valor de las reservas se traduce en desgaste de relevancia geoestratégica. Mercure *et al.* (2018) estimaron el impacto macroeconómico global en 1-4 billones de dólares, y Semieniuk *et al.* (2022) mostraron que las pérdidas se concentran asimétricamente en los productores de alto coste. Esta literatura cuantifica la magnitud del riesgo, pero trata a los petroestados como un bloque homogéneo, sin distinguir las condiciones que hacen a unos más vulnerables que otros.

La tercera línea examina la geopolítica de la transición. Vakulchuk *et al.* (2020) realizaron la revisión más exhaustiva de la literatura, concluyendo que los exportadores de combustibles fósiles serán los principales perdedores. Scholten *et al.* (2020) identificaron siete mecanismos de reconfiguración geopolítica. O'Sullivan (2023) analizó cómo la invasión de Ucrania aceleró la desvinculación energética europea de Rusia. El informe *Petrostates of Decline* de la Carbon Tracker (2023) cuantificó la vulnerabilidad fiscal de 40 petroestados ante la transición. Hasan

et al. (2024) abordaron la transición justa en petroestados utilizando indicadores de calidad institucional y concentración exportadora, pero sin desarrollar un modelo explicativo de la variabilidad entre países.

La cuarta línea, más reciente, estudia las estrategias de diversificación. Los trabajos del Growth Lab de Harvard (Daoud, 2025) han cuestionado la profundidad real de Visión 2030, argumentando que el crecimiento no petrolero saudí está financiado con renta del propio petróleo. Los análisis del Carnegie Endowment (2026) y del Oxford Institute for Energy Studies (Yermakov, 2026) documentan cómo las sanciones han acelerado la caída de ingresos rusos. La salida de los EAU de la OPEP en abril de 2026 ha añadido un dato empírico de primer orden sobre la fractura interna entre petroestados con estrategias divergentes.

Estas cuatro líneas describen el problema (Estado rentista), cuantifican el riesgo (activos varados), muestran las consecuencias geopolíticas y documentan las respuestas individuales. Pero ninguna ofrece un marco integrado que explique por qué algunos petroestados se adaptan y otros no. Los estudios comparativos son escasos y geográficamente limitados al Golfo Pérsico; los petroestados africanos y latinoamericanos reciben atención considerablemente menor (Carbon Tracker, 2023). Este trabajo se sitúa en esa laguna.

1.3. Pregunta de investigación y contribución

La pregunta central de este trabajo es: ¿qué factores explican la diferente capacidad de adaptación de los principales países exportadores de petróleo ante la transición energética? Esta pregunta se estructura a través de tres sub-preguntas: (1) ¿qué variables diferencian a los petroestados que se están adaptando de los que no?; (2) ¿cuál es el peso relativo de los factores institucionales, financieros y geopolíticos?; y (3) ¿existe una ventana temporal de oportunidad, y qué determina si un país la aprovecha?

Para responderla, se analizan cinco países que representan resultados divergentes ante la transición: los Emiratos Árabes Unidos (adaptación avanzada), Arabia Saudí (adaptación en curso con paradojas), Rusia (adaptación bloqueada por sanciones), Nigeria (adaptación fallida por debilidad institucional) y Venezuela (colapso). La selección abarca cuatro regiones geográficas, sistemas políticos dispares y niveles de dependencia petrolera diferenciados, lo que permite controlar por múltiples variables. El horizonte temporal cubre el periodo 2015-2050, con énfasis en los datos empíricos de 2015-2025 y proyecciones basadas en los escenarios de la IEA (CPS, STEPS, NZE) para el horizonte 2025-2050.

La contribución del trabajo es doble. En primer lugar, construye un marco analítico que integra las cuatro tradiciones identificadas en la revisión de literatura: Estado rentista, activos varados, geopolítica energética y estrategias de diversificación; para explicar la variabilidad entre petroestados, en lugar de tratar cada dimensión por separado. En segundo lugar, aplica un análisis comparativo cualitativo a los cinco casos, identificando las condiciones necesarias y suficientes para la adaptación: calidad institucional, capital financiero disponible, diversificación previa y ausencia de restricciones geopolíticas. Este ejercicio produce una tipología de petroestados en función de su capacidad de adaptación que no existe en la literatura actual.

2. METODOLOGÍA

2.1. Diseño de investigación

El trabajo adopta un diseño comparativo de casos múltiples (Yin, 2018) con enfoque mixto: cuantitativo para los indicadores económico/energéticos y cualitativo para el análisis documental de estrategias nacionales y dinámicas geopolíticas. La lógica del estudio es explicativa, no simplemente descriptiva: se seleccionan cinco países que presentan resultados diferentes ante la transición energética y se busca identificar qué combinación de condiciones produce cada resultado.

Los cinco casos: EAU, Arabia Saudí, Rusia, Nigeria y Venezuela, se seleccionan buscando distintas características políticas, económicas y sociales, con el denominador común de una gran dependencia actual del petróleo. Lo que permite comparar sus diferentes estrategias de reconversión, desde el éxito relativo (EAU) hasta el colapso (Venezuela), pasando por estadios intermedios. La selección abarca cuatro regiones geográficas (Golfo Pérsico, Eurasia, África Subsahariana, América Latina) y sistemas políticos dispares (monarquías, regímenes autoritarios, democracias frágiles), para poder controlar por variables contextuales. El horizonte temporal cubre 2015-2050: datos empíricos para 2015-2026 y proyecciones basadas en los escenarios CPS, STEPS y NZE del *World Energy Outlook 2025* de la IEA para 2026-2050.

2.2. Variables y operacionalización

El análisis se estructura en torno a una variable dependiente y cuatro variables explicativas.

Variable dependiente: capacidad de adaptación. Se analiza mediante tres indicadores complementarios:

(a) la participación del sector no petrolero en el PIB en 2024, que mide la diversificación económica actual.

(b) la variación del precio de equilibrio fiscal (*breakeven oil price*) entre 2015 y 2025, que muestra si la dependencia presupuestaria se reduce o se agrava.

(c) la variación del índice de concentración de exportaciones (Herfindahl-Hirschman) entre 2015 y 2024, que mide la diversificación del sector exterior.

La combinación de los tres indicadores permite clasificar a cada país en una escala de adaptación: avanzada, en curso, bloqueada, fallida o en colapso.

Variables explicativas. Se identifican cuatro factores cuya presencia o ausencia, según la literatura, condiciona la capacidad de adaptación de los petroestados:

Variable	Indicador	Fuente	Resultado
V1. Calidad institucional	Worldwide Governance Indicators (WGI): media de las 6 dimensiones	Banco Mundial	Alta (≥ 0,5), Media (0 a 0,5), Baja (< 0)
V2. Capital financiero	Activos de fondos soberanos + reservas exteriores como % del PIB	SWF Institute, FMI, bancos centrales nacionales	Alto (≥ 100 % PIB), Medio (20-100 %), Bajo (< 20 %)
V3. Diversificación previa	% PIB no petrolero en 2015 (inicio del periodo)	Banco Mundial, fuentes nacionales	Alta (≥ 60 %), Media (40-60 %), Baja (< 40 %)
V4. Contexto geopolítico	Ausencia de sanciones internacionales + acceso a mercados y tecnología occidental	OFAC, UE, análisis documental	Favorable (sin restricciones), Condicionado (sanciones parciales), Adverso (sanciones comprehensivas)

La diferenciación en categorías (alta/media/baja o favorable/condicionado/adverso) en lugar de valores continuos responde a la lógica del análisis comparativo cualitativo, que trabaja con condiciones presentes o ausentes más que con correlaciones lineales (Ragin, 2008).

2.3. Fuentes de datos

Los datos cuantitativos proceden de fuentes institucionales de referencia: la IEA (*World Energy Outlook 2025*, *Oil 2025*), el Energy Institute (*Statistical Review of World Energy*), la OPEP, el Banco Mundial (*World Development Indicators*, *Worldwide Governance Indicators*), el FMI (*World Economic Outlook*, consultas del Artículo IV), IRENA y *Our World in Data*. Las fuentes cualitativas incluyen documentos oficiales de estrategia nacional (Visión 2030, *We the UAE 2031*, *Petroleum Industry Act*), informes de *think tanks* (Carnegie Endowment, Oxford Institute for Energy Studies, Carbon Tracker) y la literatura académica identificada en la revisión del apartado 1.2.

2.4. Técnica de análisis

El análisis se desarrolla en dos fases que corresponden a las dos dimensiones de la pregunta de investigación.

Fase 1: Análisis comparativo cualitativo (QCA simplificado). Se construye una tabla de condiciones que, para cada país, registra la presencia o ausencia de las cuatro variables explicativas y el resultado observado en la variable dependiente. La lógica del QCA, desarrollada por Ragin (1987, 2008), permite identificar combinaciones de condiciones que son necesarias o suficientes para producir un resultado determinado. No se emplea el software de QCA formal (fsQCA), dado el reducido número de casos (n=5), sino la lógica comparativa del método aplicada de forma cualitativa, lo cual es coherente con el enfoque de estudio de casos múltiples (Yin, 2018; Rihoux y Ragin, 2009). El objetivo es determinar: ¿qué condiciones comparten los países que se adaptan y que están ausentes en los que no? ¿Existe alguna condición sin la cual la adaptación no se produce (condición necesaria)?

Fase 2: Análisis de consecuencias geopolíticas. A partir de los resultados de la Fase 1, se examina cómo la adaptación desigual reconfigura las relaciones de poder de los petroestados. Esta fase se apoya en análisis documental de fuentes institucionales y periodísticas, complementado con los datos cuantitativos de producción, ingresos y flujos comerciales. Se analizan cuatro dimensiones geopolíticas: la erosión de la petrodiplomacia por país, la fractura interna de la OPEP, la reestructuración de alianzas energéticas y el desplazamiento del poder

hacia los minerales críticos. Los acontecimientos de 2025-2026 (salida de los EAU de la OPEP, crisis del estrecho de Ormuz, caída del régimen de Maduro) se incorporan como evidencia empírica de estas dinámicas.

2.5. Limitaciones

El estudio está sujeto a cuatro limitaciones reconocidas. Primera, la disponibilidad desigual de datos: Venezuela ha dejado de publicar estadísticas oficiales regularmente desde 2015, lo que obliga a recurrir a estimaciones del FMI y fuentes secundarias. Segunda, la imposibilidad de trabajo de campo, que limita el componente cualitativo a fuentes documentales. Tercera, la incertidumbre de las proyecciones de la IEA, que son estimaciones condicionadas, no pronósticos. Cuarta, un número reducido de casos (n=5) que limita la generalizabilidad: países como Irán, Irak, Angola o Noruega quedan fuera del alcance. Estas limitaciones no invalidan las conclusiones, pero aconsejan interpretarlas como patrones fundamentados en los casos analizados, no como leyes universales.

3. RESULTADOS

3.1. Perfil de los casos

La Tabla 1 resume los indicadores clave de los cinco países. Los párrafos siguientes destacan los rasgos más relevantes de cada caso para el análisis.

Tabla 1. Indicadores comparativos de los países seleccionados (2024-2025)

Indicador	Arabia Saudí	Rusia	EAU	Nigeria	Venezuela
Producción (Mbd)	9,5	9,1	3,2	1,3	0,8
Petróleo / PIB (%)	24	15	25	6	~25*
Petróleo / ingresos fiscales (%)	55	23	40	65	58
Petróleo / exportaciones (%)	73	45	30	88	90
Breakeven (USD/bbl)	96	62	57	120+	n.d.
PIB no petrolero (%)	51	85	75	94**	~75*

** Estimación sujeta a incertidumbre. ** El alto % no petrolero de Nigeria refleja una economía informal masiva, no diversificación real. Fuentes: FMI, Energy Institute, Banco Mundial, Carbon Tracker, fuentes nacionales.*

Arabia Saudí es el mayor exportador de petróleo del mundo y el actor que, en la práctica, marca el ritmo de la OPEP. Su producción se ha mantenido en el rango de 9-10 Mbd en 2024-2025, intencionadamente por debajo de su capacidad máxima: los recortes voluntarios en el marco de la OPEP+ reflejan una apuesta por sostener precios a costa de volumen. El PIB alcanzó los 1,2 billones de dólares en 2024, con el sector privado no petrolero elevando su participación al 51 % (Argaam, 2025). Sin embargo, esta cifra esconde una dependencia fiscal persistente: el *breakeven* de 96 USD/barril (que asciende a 111 si se incluye el gasto del Fondo de Inversión Pública) supera ampliamente los precios de mercado actuales, lo que ha generado

un déficit del 2,5 % del PIB en 2024 (FMI, 2025). Las reservas de SAMA (415.000 millones de dólares) proporcionan un colchón considerable, pero no indefinido.

Por ello, Arabia Saudí representa una paradoja relevante para este estudio. Aunque un país productor lleve a cabo un ambicioso plan de diversificación y consiga aumentar su PIB no petrolero, si dicho plan se financia con ingresos petroleros, no se está logrando una diversificación real, al menos en el corto/medio plazo.

Rusia es el segundo mayor exportador de petróleo y gas del mundo, con una economía nominalmente más diversificada que la de los petroestados del Golfo: los hidrocarburos representan solo el 15 % del PIB y el 23 % de los ingresos presupuestarios. Pero estas cifras son engañosas. Antes de las sanciones, el petróleo y el gas generaban más del 40 % de los ingresos federales; la caída al 23 % no refleja diversificación, sino la erosión provocada por el tope de precios occidental y los descuentos forzados de sus ventas de crudo, que se vende 15-20 USD por debajo del Brent (Oxford Institute for Energy Studies, 2026). Rusia ha redirigido más del 80 % de sus exportaciones de petróleo hacia China e India, pero a márgenes más bajos, y el Carnegie Endowment (2026) advierte de un declive productivo antes de 2035 si no se resuelven las restricciones tecnológicas.

Los Emiratos Árabes Unidos constituyen el contraste más revelador de la muestra. Con un *breakeven* de 57 USD, el más bajo del Golfo, un sector no petrolero del 75 % del PIB, y exportaciones donde el petróleo solo representa el 30 %, los EAU han logrado una diversificación que ya transforma la estructura fiscal y exterior, no solo el PIB. Dubái funciona como una economía post-petrolera; Abu Dabi ha elevado su sector no petrolero del 45 % al 55 % entre 2015 y 2024 (SCAD, 2025).

Simultáneamente a esta diversificación, los EAU aspirar a aumentar su producción hasta alcanzar los 5 Mbd de capacidad para 2027. Lo que podría parecer una contradicción a simple vista, refleja la estrategia petrolera de los Emiratos: con una economía diversificada, buscan sacarle todo el beneficio posible al petróleo antes de que su decadencia sea irreversible. Es decir, al contrario que sus vecinos y tradicionales aliados, quieren aumentar la producción para poder vender su petróleo antes de que empiecen a caer los precios. Así, los EAU tratan de minimizar la pérdida que supone el petróleo no extraído, según la teoría de los activos varados McGlade y Ekins (2015). Por supuesto, esto se debe a la situación privilegiada de los EAU frente a la transición energética, pues otros países menos diversificados no pueden permitirse la caída de precios que supondría un aumento inmediato de la producción.

Esta decisión también refleja un cambio geopolítico, materializado en la salida de los EAU de la OPEP en abril de 2026, analizada en el apartado 3.5.

Nigeria presenta la paradoja más llamativa de la tabla. Su PIB es formalmente el menos dependiente del petróleo de la muestra (6 %), pero esto refleja una economía informal masiva y un sector agrícola de subsistencia que genera actividad, pero no ingresos públicos. Cuando se miran las cuentas del Estado, la imagen se invierte: el 65 % de los ingresos fiscales y el 88 % de las exportaciones dependen del crudo (NBS, 2024; Intelpoint, 2025). Su *breakeven* de más de 120 USD la sitúa en déficit crónico con cualquier precio de mercado realista. La producción está por debajo de su cuota OPEP por robo de crudo, desinversión y obsolescencia de infraestructuras. Con 230 millones de habitantes creciendo al 2,5 % anual, la presión fiscal es la más intensa de los cinco países.

Así, Nigeria ilustra el reto al que se enfrentan los países en desarrollo. Ante una contracción estructural de la demanda y una previsible caída de los precios, muchos países tercermundistas ven sus ingresos contraerse, con reservas prácticamente nulas e incapacidad crónica de financiarse en los mercados internacionales. La situación de los países petroleros en desarrollo, representados por Nigeria en este trabajo, se analiza en el apartado 4.3 Implicaciones.

Venezuela ilustra el escenario extremo. Posee las mayores reservas probadas del mundo (303.800 millones de barriles) pero su producción se ha desplomado un 77 % desde finales de los noventa, de 3,5 Mbd a menos de 800.000, por desinversión crónica, gestión ruinosa de PDVSA, fuga de capital humano y sanciones. El PIB se contrajo un 75 % entre 2014 y 2021, más de 7 millones de venezolanos han emigrado, y la deuda en impago supera los 150.000 millones de dólares (CFR, 2024). La cuestión para Venezuela no es cómo adaptarse a la transición energética, sino cómo evitar el colapso definitivo de su única industria generadora de divisas.

En conclusión, las diferencias entre estos perfiles son radicales. Los EAU y Arabia Saudí operan desde una posición de fortaleza relativa (capital, instituciones, acceso a mercados), mientras que Nigeria y Venezuela carecen de los tres. Rusia disponía de capacidad intermedia, pero las sanciones la han confinado. Estos puntos de partida tan dispares son los que el análisis de variables explicativas del apartado 3.3 se propone sistematizar.

3.2. Variable dependiente: ¿quién se adapta?

Los perfiles del apartado anterior ofrecen una visión cualitativa de cada país. Pero la pregunta de investigación requiere de una medición sistemática de la variable dependiente. La Tabla 3 aplica los tres indicadores definidos en la metodología: % PIB no petrolero (nivel actual), variación del *breakeven* (tendencia fiscal) y % de exportaciones no petroleras (diversificación exterior); para clasificar a cada país.

Tabla 3. Medición de la variable dependiente: indicadores de adaptación

País	PIB no petrolero 2024 (%)	Breakeven: evolución 2015→2025	Exportaciones no petroleras (%)	Clasificación
EAU	75 %	60 → 57 USD (↓)	70 %	Adaptación avanzada
Arabia Saudí	51 %	~80 → 96 USD (↑)	27 %	En curso (con paradojas)
Rusia	85 %*	~50 → 62 USD (↑)	55 %	Bloqueada
Nigeria	94 %**	>>100 USD (crónico)	12 %	Fallida
Venezuela	~75 %*	n.d.	~10 %	Colapso

** El alto % no petrolero de Rusia refleja una economía diversificada en PIB pero no en ingresos fiscales. ** El de Nigeria refleja economía informal, no diversificación real. ↑ = empeoramiento fiscal; ↓ = mejora. Fuentes: FMI, Banco Mundial, Carbon Tracker, fuentes nacionales.*

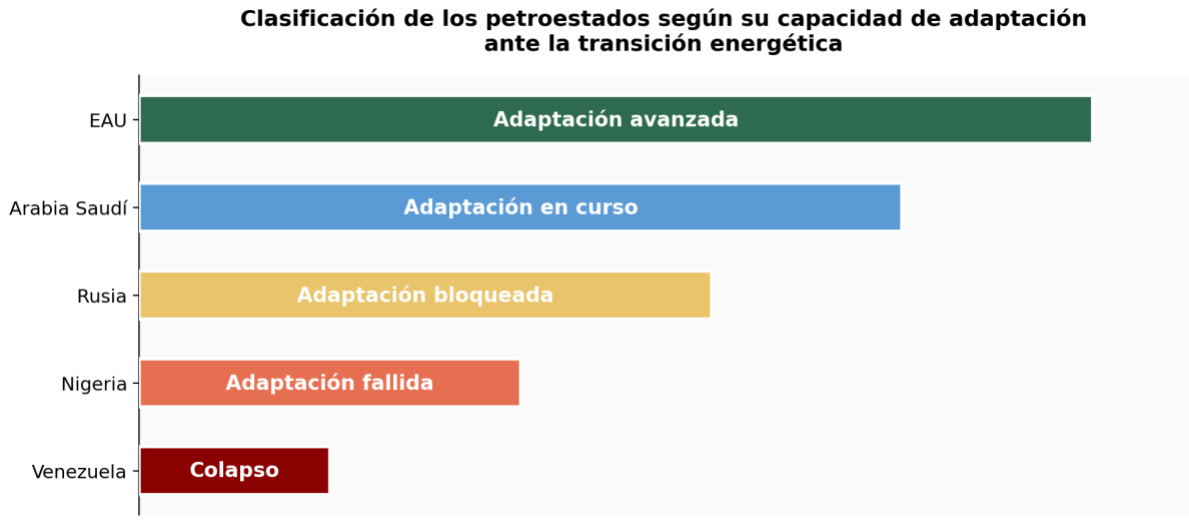
La tabla revela tres hallazgos que la simple comparación de perfiles no captura.

Primero, el indicador de PIB no petrolero, tomado de forma aislada, es engañoso. Nigeria puntua 94 % y Rusia 85 %, cifras superiores a las de los EAU (75 %). Pero cuando se cruzan con los otros dos indicadores, la imagen se invierte: Nigeria exporta el 88 % en petróleo y su *breakeven* es crónicamente insostenible; Rusia tiene una economía diversificada en producción, pero no en ingresos fiscales. La lección metodológica es que medir la adaptación requiere múltiples indicadores: un solo ratio puede inducir a conclusiones profundamente erróneas.

Segundo, la dirección del breakeven importa más que su nivel. Los EAU son el único país cuyo precio de equilibrio fiscal ha descendido en la última década (de 60 a 57 USD), lo que indica que la diversificación ha reducido efectivamente la dependencia presupuestaria del petróleo. Arabia Saudí, en cambio, ha visto su *breakeven* subir de ~80 a 96 USD, lo que significa que, pese al crecimiento del sector no petrolero, la presión fiscal se ha agravado, no aliviado. Este dato es particularmente relevante porque contradice la narrativa oficial de Visión 2030: el PIB se diversifica, pero el presupuesto no. Rusia muestra una tendencia similar (de ~50 a 62 USD), aunque en su caso la subida refleja la caída de ingresos por sanciones, no el aumento del gasto en diversificación.

Tercero, la diversificación exportadora es el indicador más difícil de manipular y, por tanto, el más revelador. Mientras que el PIB no petrolero puede inflarse con gasto público financiado por el propio petróleo, las exportaciones no petroleras requieren que el sector privado produzca bienes y servicios competitivos en los mercados internacionales. Los EAU exportan el 70 % en productos no petroleros (principalmente reexportaciones, servicios financieros, turismo y aviación). Rusia, el 55 % (armamento, cereales, metales). Arabia Saudí, solo el 27 %, y Nigeria apenas el 12 %. Estos datos indican que la diversificación real (la que genera ingresos propios sin necesidad de renta petrolera) está mucho menos avanzada de lo que el indicador de PIB no petrolero sugiere, excepto en los EAU.

En función de estos tres indicadores combinados, la gradación de adaptación queda establecida:



Esta clasificación constituye la variable dependiente que las cuatro variables explicativas del apartado siguiente se proponen explicar.

3.3. Análisis de las variables explicativas

Una vez establecida la gradación de adaptación, de los EAU a Venezuela, la pregunta central del trabajo necesita identificar qué la produce. El análisis de las cuatro variables revela patrones claros y, lo que es más relevante, permite distinguir entre condiciones que son necesarias, suficientes o meramente facilitadoras.

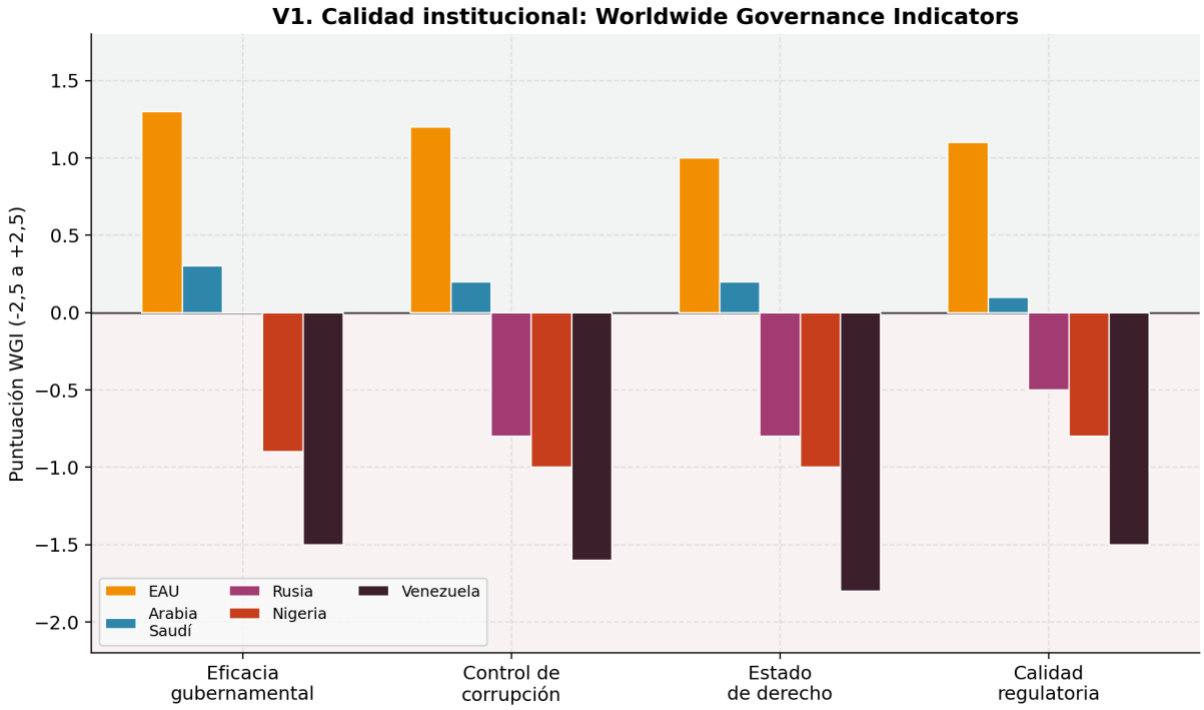
V1. Calidad institucional.

Los índices de gobernanza del Banco Mundial (WGI) ofrecen un punto de partida cuantitativo. En la dimensión de eficacia gubernamental, la más relevante para la capacidad de diseñar e implementar estrategias de diversificación, los EAU puntúan 1,3 sobre un máximo de 2,5, un valor comparable al de países como Francia o Japón. Arabia Saudí se sitúa en 0,3, un nivel inferior pero significativamente por encima de la media de los petroestados. Rusia marca 0,0, lo que refleja una burocracia con capacidad técnica pero subordinada a la concentración de poder en el Kremlin. Nigeria puntúa -0,9 en eficacia gubernamental y -1,0 en control de la corrupción. Venezuela está en el percentil 2 del mundo, lo que la sitúa en un contexto de colapso institucional.

Pero las cifras del WGI solo cuentan parte de la historia. Lo que diferencia a los EAU y Arabia Saudí de los demás no es solo la calidad de sus instituciones, sino su capacidad de movilizarlas hacia objetivos estratégicos concretos. Los EAU reestructuraron ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company) en una corporación moderna con gobernanza internacional, crearon Masdar como vehículo de inversión en renovables, y consolidaron a Mubadala, ADIA y ADQ como fondos soberanos con mandatos diferenciados. Arabia Saudí centró toda su estrategia en un único instrumento: el PIF bajo control directo del príncipe heredero, lo que ha permitido una velocidad de ejecución notable pero también una concentración de riesgo considerable.

Nigeria es el caso más instructivo. No le faltan planes: el país ha producido estrategias de diversificación durante décadas, y la Petroleum Industry Act de 2021, aprobada tras 20 años de tramitación parlamentaria, es un documento técnicamente fuerte que reestructura el marco regulatorio del sector. Pero la implementación es otra cosa. La producción sigue por debajo de la cuota OPEP, el robo de crudo en el Delta del Níger continúa sin resolución, y las grandes petroleras internacionales (Shell, TotalEnergies, ENI) han vendido o reducido sus activos en el país. Por tanto, el caso nigeriano es el más revelador de los cinco: demuestra que la existencia

de planes de diversificación no es equivalente a la capacidad de implementarlos. Sin instituciones capaces de ejecutar, los planes no llegan a nada.

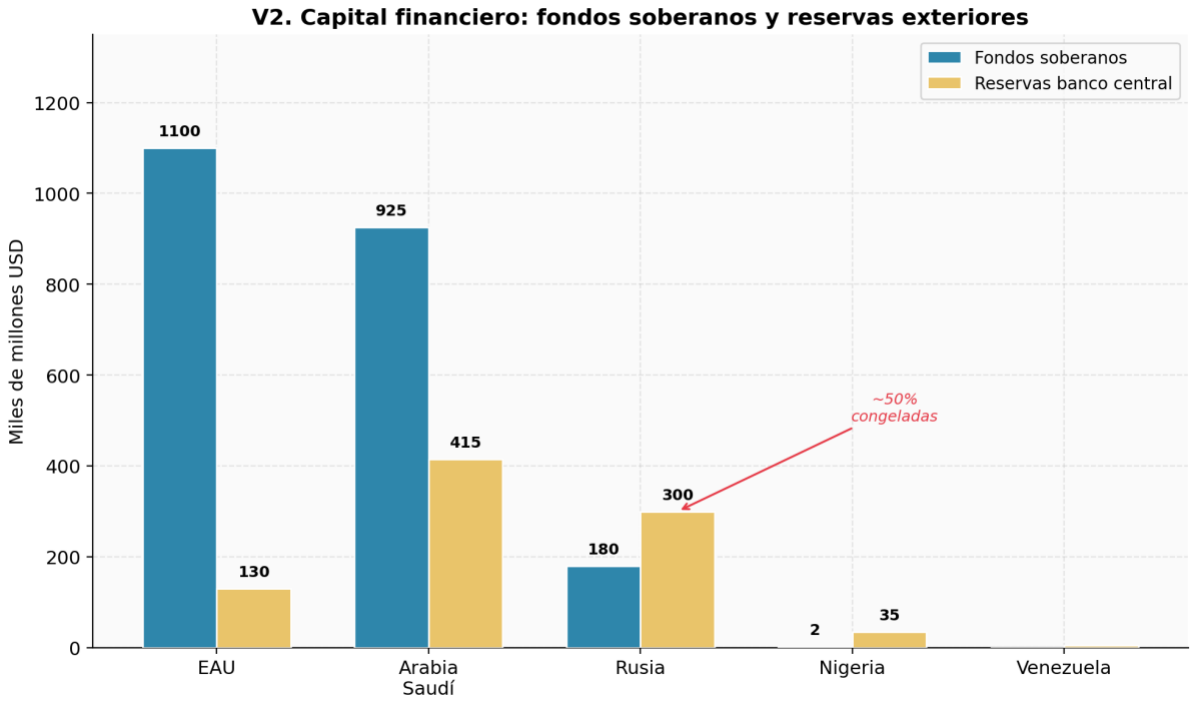


V2. Capital financiero.

La disponibilidad de capital acumulado determina cuánto tiempo puede un petroestado sostener déficits fiscales mientras transforma su modelo económico. Las diferencias son abismales. Arabia Saudí cuenta con el PIF (925.000 millones de dólares en activos), las reservas de SAMA (415.000 millones, equivalentes a 15 meses de importaciones) y una deuda pública baja (26 % del PIB). Los EAU acumulan más de un billón de dólares entre ADIA (~700.000 millones), Mubadala (300.000 millones) y ADQ, más las reservas del banco central. Rusia disponía antes de la invasión de un Fondo Nacional de la Riqueza de unos 180.000 millones y reservas del Banco Central de 600.000 millones, pero las sanciones han congelado aproximadamente la mitad de estas últimas. Nigeria no tiene un fondo soberano operativo a escala relevante: su Excess Crude Account ha oscilado entre 500 millones y 2.000 millones en los últimos años, una cifra insignificante para una economía de 400.000 millones de dólares con 230 millones de habitantes. Venezuela agotó su Fondo de Estabilización Macroeconómica hace más de una década.

La conclusión que se extrae es directa: el capital financiero compra tiempo para diversificar. Arabia Saudí puede sostener déficits del 3-4 % del PIB durante años mientras Visión 2030

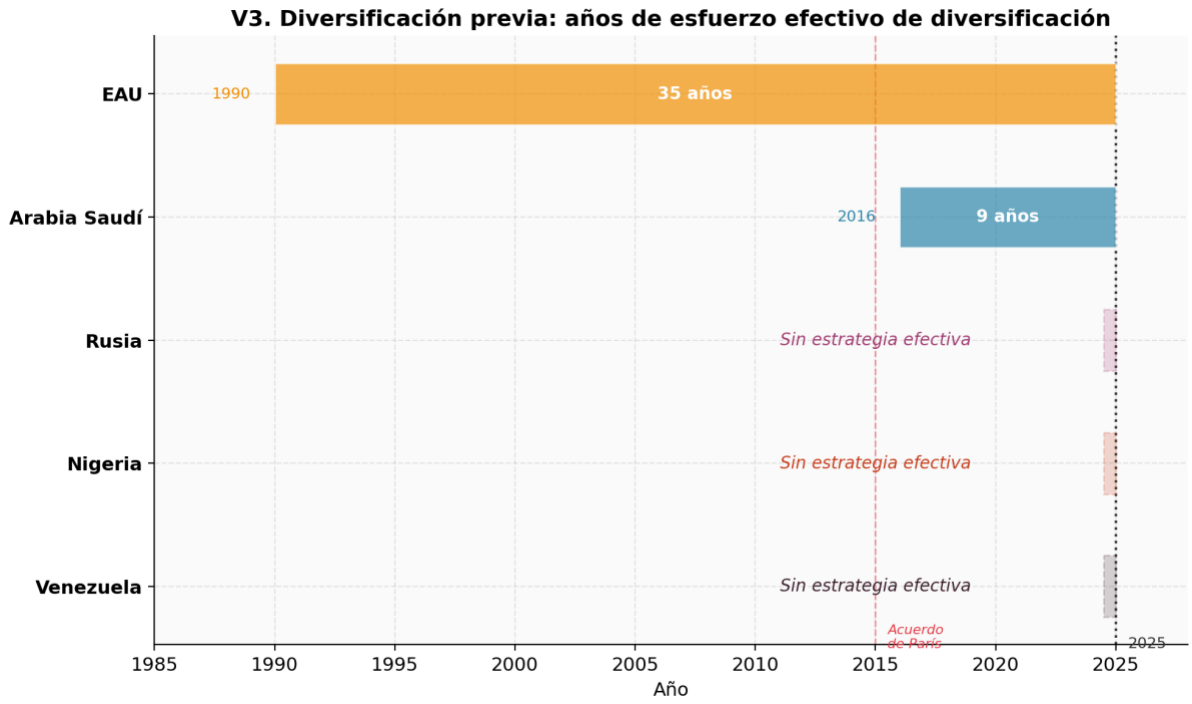
madura. Los EAU, con su breakeven de 57 USD, ni siquiera necesitan hacerlo con los precios actuales. Pero Nigeria, sin colchón financiero, no puede permitirse un solo año de inversión en diversificación sin recortar gasto social en un país donde la mitad de la población vive en pobreza. En un contexto de caída de la demanda petrolera en el medio plazo (a partir de 2030) el tiempo es el recurso más limitado para un petroestado que quiere diversificar, y el capital financiero es lo que lo compra.



V3. Diversificación previa.

El factor temporal emerge del análisis como el predictor más fuerte del resultado. Los EAU empezaron a diversificar Dubái a principios de los años noventa, cuando el petróleo aún cotizaba a 20 dólares y nadie hablaba de transición energética. Jebel Ali Free Zone se creó en 1985, Emirates Airlines en 1985, el Dubai International Financial Centre en 2004. Abu Dabi inició su diversificación más tarde, pero con recursos masivos: Masdar se fundó en 2006, la isla de Saadiyat (turismo cultural) en 2004. Para cuando la transición energética se convirtió en una amenaza explícita, con el Acuerdo de París de 2015, los EAU llevaban dos décadas de recorrido. Arabia Saudí lanzó Visión 2030 en abril de 2016: lleva menos de diez años, y aunque los avances son significativos (sector no petrolero del 40 al 51 % del PIB), el breakeven subiendo sugiere que la transformación aún no es autosuficiente.

En el otro extremo, Nigeria lleva décadas hablando de diversificación sin resultados medibles en la estructura exportadora. Venezuela nunca emprendió una estrategia seria: bajo Chávez, los ingresos petroleros se canalizaron hacia gasto social y petrodiplomacia (Petrocaribe), no hacia diversificación productiva. Rusia tampoco intentó diversificar de forma estratégica, ya que su apuesta fue prolongar el régimen fósil a través del gas como "combustible de transición" y la dependencia europea como ancla de demanda a largo plazo. La invasión de Ucrania destruyó esa estrategia. El patrón sugiere que la diversificación es un proceso de décadas, no de años, y que quienes empiezan tarde enfrentan una desventaja acumulativa: cuando los ingresos petroleros comienzan a caer, la base alternativa debe ser ya lo bastante robusta para sostener al Estado. Para algunos petroestados, esa ventana puede haberse cerrado ya.



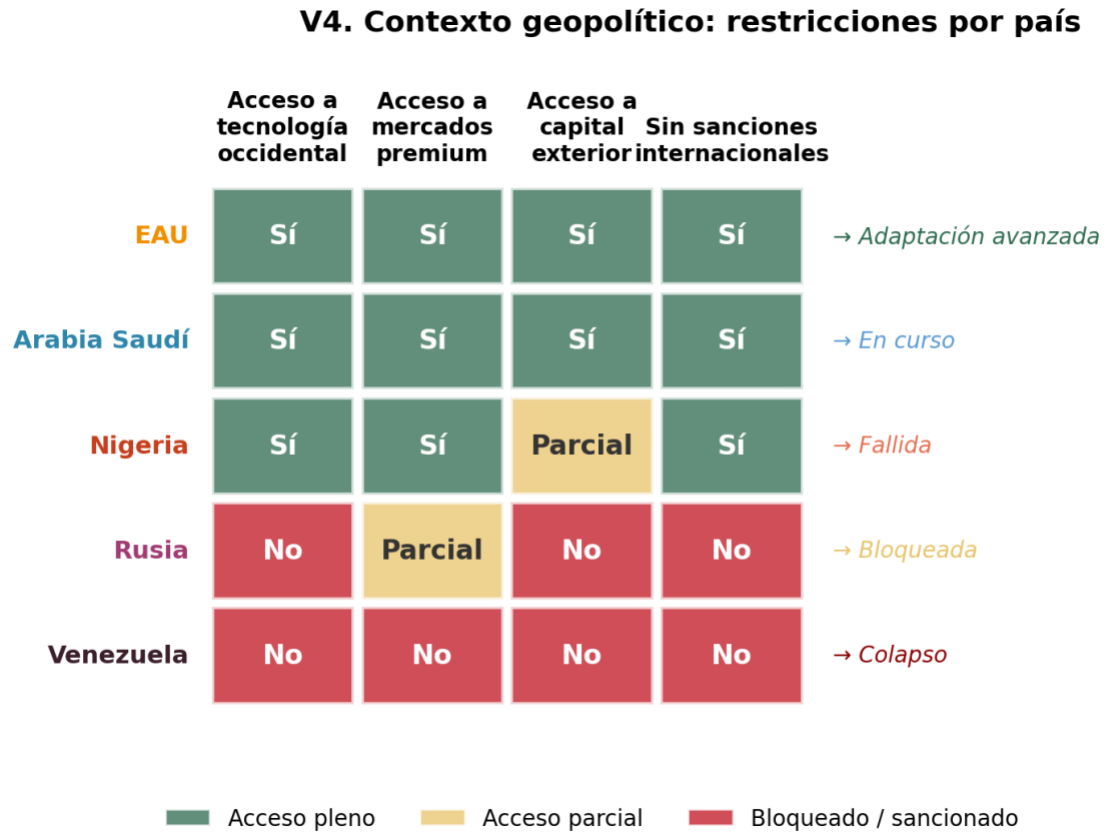
V4. Contexto geopolítico.

Esta variable opera de forma asimétrica: no explica el éxito de los mejor adaptados, pero sí explica el bloqueo de otros. Los EAU y Arabia Saudí no se adaptan debido a la ausencia de sanciones, pero Rusia y Venezuela fracasan en buena medida por ellas. Las sanciones de la OFAC a Venezuela desde 2017 han cerrado el acceso a financiación, tecnología de extracción y mercados de exportación. El régimen de sanciones contra Rusia desde 2022 (tope de precios, embargo al crudo marítimo, restricciones tecnológicas) ha privado al sector petrolero ruso del acceso a equipos de perforación avanzada de Schlumberger, Halliburton y Baker Hughes,

comprometiendo su capacidad de desarrollar los campos del Ártico y Siberia Oriental que deberían reemplazar a los yacimientos maduros en declive.

Pero la relación entre geopolítica y adaptación tiene un segundo nivel: la transición energética hace que las pérdidas geopolíticas sean permanentes. Rusia ha perdido el mercado europeo de gas (del 40 % al 15 % del consumo del continente). En circunstancias normales, una normalización de las relaciones podría recuperar parte de ese mercado. Pero Europa, que ya quería reducir su dependencia del gas ruso antes de la invasión, ha acelerado la transición hacia renovables e importaciones de GNL estadounidense y catarí. Cuando las relaciones se normalicen, si lo hacen, el mercado que Rusia perdió habrá dejado de existir en su forma anterior. Esta interacción entre decisión geopolítica y tendencia estructural es uno de los hallazgos más relevantes del análisis.

Nigeria, que no está sancionada, funciona como grupo de control involuntario: demuestra que el acceso libre a mercados y tecnología no produce diversificación si faltan las condiciones V1 (instituciones) y V2 (capital). La ausencia de sanciones es una condición facilitadora: con sanciones, incluso países con buenas instituciones y capital tendrían dificultades, pero no es suficiente únicamente con no tener sanciones.



3.4. Tabla de condiciones

La Tabla 2 sintetiza el análisis cruzando las cuatro variables explicativas con el resultado observado para cada país.

Tabla 2. Condiciones de adaptación de los petroestados ante la transición energética

País	V1. Instituciones	V2. Capital financiero	V3. Diversificación previa	V4. Sin sanciones	RESULTADO
EAU	✓ Alta	✓ Alto	✓ Alta	✓ Sí	Adaptación avanzada
Arabia Saudí	✓ Alta	✓ Alto	≈ Parcial	✓ Sí	En curso
Rusia	≈ Media	≈ Medio	✗ Baja	✗ No	Bloqueada
Nigeria	✗ Baja	✗ Bajo	✗ Baja	✓ Sí	Fallida
Venezuela	✗ Baja	✗ Bajo	✗ Baja	✗ No	Colapso

✓ = presente; ≈ = parcialmente presente; ✗ = ausente. Elaboración propia.

Esta tabla permite identificar tres patrones. Primero, la calidad institucional y el capital financiero aparecen como condiciones necesarias conjuntas para la adaptación: los dos únicos países que la logran (EAU y Arabia Saudí) son los únicos que presentan ambas en nivel alto. Nigeria demuestra que la ausencia de cualquiera de las dos bloquea el resultado. Segundo, la diversificación previa funciona como factor acelerador: los EAU, que comenzaron décadas antes, logran una adaptación avanzada, y Arabia Saudí, que empezó en 2016, está aún en curso. Tercero, las sanciones operan como factor de bloqueo: Rusia, que disponía de capacidad institucional y financiera intermedia, ve su adaptación paralizada por las restricciones geopolíticas. Sin embargo, Nigeria muestra que la ausencia de sanciones no basta por sí sola: sin instituciones ni capital, el acceso libre a mercados no genera diversificación.

3.5. Consecuencias geopolíticas de la adaptación desigual

La tabla del apartado anterior identifica qué factores producen la divergencia en la adaptación. Pero la segunda dimensión de la pregunta de investigación requiere ir más allá: ¿qué consecuencias geopolíticas genera esa adaptación desigual? El análisis revela que la transición no solo erosiona los ingresos de los petroestados, sino que reconfigura las relaciones de poder entre ellos y con el resto del sistema internacional.

Erosión de la petrodiplomacia por país.

El caso más visible es **Venezuela**. Petrocaribe, lanzado por Chávez en 2005, proporcionaba petróleo a condiciones preferenciales a 17 países caribeños y centroamericanos a cambio de apoyo político en la OEA y Naciones Unidas. En su apogeo, el programa ahorró a sus miembros más de 1.000 millones de dólares y convirtió a Venezuela en el mayor acreedor del Caribe (Atlantic Council, 2019). Pero el desplome de la producción de PDVSA vació de petróleo el programa, y las sanciones de la OFAC en 2019 le dieron el golpe definitivo. Jamaica y la República Dominicana se retiraron efectivamente, y varios gobiernos que habían respaldado a Maduro comenzaron a adoptar posiciones críticas (Americas Quarterly, 2024). Petrocaribe es el ejemplo más claro de cómo el colapso productivo anula la petrodiplomacia: sin barriles que ofrecer, no hay lealtades que comprar.

Rusia ha sufrido una erosión de naturaleza distinta. Su petrodiplomacia se articulaba sobre dos pilares: la dependencia europea del gas, que le confería capacidad de presión directa sobre sus principales clientes, y la utilización de ingresos energéticos para financiar proyección militar e influencia exterior. La invasión de Ucrania destruyó el primer pilar: las importaciones europeas de gas ruso se desplomaron del 40 % al 15 %, y esta tendencia es irreversible porque Europa ha acelerado su transición hacia renovables y GNL estadounidense. Las sanciones están comprometiendo el segundo: con ingresos petroleros cayendo un 24 % en 2025 y el Urals (petróleo de referencia ruso) vendiéndose con descuentos de 15-20 dólares, la capacidad de Moscú para sostener simultáneamente el esfuerzo bélico y la proyección internacional se reduce drásticamente (Oxford Institute for Energy Studies, 2026). Lo relevante para el análisis es que la pérdida de influencia energética rusa no fue causada directamente por la transición, sino por una decisión geopolítica. Sin embargo, la transición hace que esa pérdida sea permanente.

La petrodiplomacia de **Arabia Saudí** se ha basado históricamente en su papel de *swing producer* y en la financiación de alianzas con los excedentes del petróleo. Ambos instrumentos están bajo presión. La función de *swing producer* pierde sentido en un mercado con un excedente estructural de 9 Mbd: recortar producción cede cuota sin garantía de precios más altos, y aumentarla hunde los precios y agrava el déficit fiscal. Más revelador aún es el cambio en la relación con Washington. Si antes Estados Unidos dependía del petróleo saudí, lo que otorgaba a Riad poder de negociación, ahora la dinámica se ha invertido: es Arabia Saudí quien busca el respaldo de Washington para sus proyectos de modernización, y es la administración Trump quien presiona para que Riad aumente la oferta y reduzca los precios energéticos en EE. UU. (Arab Center, 2025). La revolución del *shale* primero (técnica de extracción moderna que permite a EE. UU. extraer reservas antes inalcanzables) , y la transición energética después, han limitado la necesidad de EE. UU. de dominar la región, con el enorme coste que ello conllevaba.

Los **EAU** son la excepción que confirma la regla: su influencia ha crecido precisamente porque han dejado de depender exclusivamente del petróleo para ejercerla. Abu Dabi proyecta poder a través de sus fondos soberanos (Mubadala, ADQ, ADIA), la aviación (Emirates, Etihad), la logística (DP World, presente en 40+ países), la inversión en tecnología e inteligencia artificial, y más recientemente las renovables (Masdar opera en más de 40 países). Es lo que podríamos llamar una "diplomacia de la diversificación": la influencia se construye sobre activos y servicios, no sobre barriles. Los EAU son el único país de la muestra cuya posición geopolítica ha mejorado durante la transición.

Nigeria nunca desarrolló una petrodiplomacia comparable a la de los países del Golfo o Venezuela. Su influencia regional se articuló más a través de su peso demográfico y militar (ECOMOG, intervenciones en África Occidental). Pero la caída de ingresos petroleros erosiona indirectamente esa influencia al reducir los recursos disponibles para financiar operaciones de paz, contribuciones a organismos regionales y cooperación. Una Nigeria fiscalmente debilitada es una Nigeria geopolíticamente menos relevante en África Occidental. Un espacio que otros actores, como China y Rusia (a través del Grupo Wagner), están llenando.

Fractura de la OPEP.

La salida de los EAU de la OPEP el 29 de abril de 2026 es la consecuencia geopolítica más significativa que la transición ha producido hasta la fecha. La tradicional alianza Saudí-Emiratí se resiente, tanto por el mayúsculo reto de la transición como por diferencias geopolíticas. Con

el descubrimiento de yacimientos en países no pertenecientes a la OPEP, nuevas técnicas extractivas que han convertido a EE. UU. en el mayor productor mundial, y unas proyecciones de demanda futura poco alentadoras, la OPEP se enfrenta a una pérdida de poder y relevancia.

Ante esta situación, los EAU, que están obligados a producir por debajo de su capacidad, debido a las cuotas de producción de la OPEP, han decidido abandonar el cártel. La lógica es la de la "carrera por extraer": ante un futuro de demanda menguante, los productores de bajo coste tienen un incentivo para maximizar la producción ahora, aunque eso destruya la disciplina colectiva.

Pero esta decisión tiene más dimensiones, pues las diferentes posiciones en conflictos regionales han resentido las relaciones entre Arabia Saudí y los EAU. La tensión venía gestándose desde 2021, cuando los EAU exigieron una revisión al alza de su cuota. A esto se sumó la fractura Saudi-EAU en Yemen a finales de 2025, cuando Arabia Saudí atacó posiciones del Consejo de Transición del Sur respaldado por Abu Dabi, evidenciando que la rivalidad trascendía lo petrolero (Middle East Eye, 2026). La OPEP pierde a su tercer mayor productor y el 14 % de su capacidad (JINSA, 2026). La implicación es profunda: si la organización no logra mantener la disciplina entre sus propios miembros del Golfo, su capacidad para gestionar un mercado en contracción queda seriamente comprometida. La OPEP fue diseñada para gestionar la escasez; no está claro que pueda sobrevivir a la abundancia.

Frente al reto de la transición, los EAU están mucho mejor preparados que Arabia Saudí, lo cual pone en duda su papel de líder regional y puede reconfigurar los pesos geopolíticos en la región en las próximas décadas.

Los acontecimientos de 2025-2026 como evidencia empírica.

Dos acontecimientos adicionales refuerzan el análisis.

La crisis del estrecho de Ormuz, provocada por la escalada militar entre Israel e Irán a principios de 2026, disparó el Brent por encima de 100 dólares y demostró que el petróleo sigue siendo un recurso geoestratégico cuya disrupción tiene efectos inmediatos sobre la economía global. Sin embargo, la lectura a medio plazo es inversa: cada crisis de suministro acelera la búsqueda de alternativas por parte de los importadores. La EIA prevé que los precios volverán a 79 dólares en 2027 (EIA, mayo de 2026). Las crisis geopolíticas generan picos transitorios, pero refuerzan la tendencia estructural a la que pretenden resistir.

La caída del régimen de Maduro abrió interrogantes sobre el futuro de las mayores reservas del mundo. Un eventual levantamiento de las sanciones y la entrada de inversión podrían permitir una recuperación parcial de la producción, pero la escala de la desinversión es tal que cualquier recuperación significativa requeriría décadas y decenas de miles de millones de dólares. Para Rusia y China, que habían invertido en el sector petrolero venezolano y utilizado a Caracas como contrapeso geopolítico en América Latina, la caída de Maduro supuso una pérdida de influencia regional que ilustra un patrón más amplio: los petroestados que colapsan no solo pierden su propia capacidad de proyección, sino que dejan de servir como instrumentos para la geopolítica de las grandes potencias.

El ascenso de China y el desplazamiento del poder energético.

Esta reconfiguración se enmarca en un movimiento más profundo: del petróleo como recurso estratégico hegemónico hacia los minerales críticos y las cadenas de valor tecnológicas. China concentra una posición dual sin precedentes: es simultáneamente el mayor importador de petróleo del mundo, lo que la convierte en el cliente más importante de Arabia Saudí, Rusia y los EAU, y el líder de la transición renovable (64 % de la nueva capacidad instalada en 2024, 60 % de las ventas de vehículos eléctricos, dominio del refinado de litio, cobalto y tierras raras con cuotas del 40-85 %). Esta dualidad le confiere un poder de negociación extraordinario sobre los petroestados: puede apalancar su dependencia de su mercado de importación mientras consolida su liderazgo en las tecnologías que, a largo plazo, reducirán esa demanda (IEA, 2025; Siddiqui, 2025).

Para los cinco países de la muestra, el ascenso de China plantea una cuestión incómoda: ninguno dispone de reservas significativas de los minerales críticos que definirán el nuevo paradigma energético. La transición no solo erosiona su ventaja actual, el petróleo, sino que no les ofrece una base de poder equivalente en el sistema energético emergente. Los EAU intentan compensar este déficit posicionándose como productores de hidrógeno verde y como centro de inversión tecnológica; Arabia Saudí apuesta por el megaproyecto NEOM y la minería. Los demás carecen de los recursos y la capacidad para siquiera intentarlo.

3.6. Escenarios prospectivos

Las conclusiones del análisis se agudizan o se atenúan en función de la velocidad de la transición. Los tres escenarios de la IEA (2025) proporcionan el marco prospectivo.

Estos son:

- **Escenario CPS (Current Policies Scenario):** El escenario menos ambicioso. Se mantienen las leyes climáticas vigentes.

  En este escenario de demanda creciente hasta 113 Mbd en 2050, los petroestados disponen de más tiempo para adaptarse. Los EAU y Arabia Saudí gestionan la transición con holgura; Rusia puede sostenerse si las sanciones se relajan; Nigeria sigue en déficit crónico, pero sin colapso inmediato. Es el escenario más favorable pero también el menos probable según la IEA.

- **Escenario STEPS (Stated Policies Scenario):** El escenario de políticas declaradas, es decir, las políticas anunciadas y/o prometidas por los distintos gobiernos.

  En STEPS, según el cual el pico de demanda se alcanzaría alrededor de 2030, la presión se intensifica: Arabia Saudí debe elegir entre financiar Visión 2030 y equilibrar el presupuesto; Rusia entra en declive productivo; Nigeria enfrenta una brecha fiscal potencialmente desestabilizadora. Los EAU, con su diversificación ya consolidada, son los mejor posicionados.

- **Escenario NZE (Net Zero Emissions):** El escenario más ambicioso, con el compromiso de lograr la neutralidad climática en 2050. Supone una transformación de la economía y geopolítica internacional sin precedentes.

  En este caso, las consecuencias son transformadoras para todos: incluso los productores de bajo coste enfrentan déficits insostenibles, y Nigeria y Venezuela entran en riesgo de insolvencia estatal. La tabla anterior sigue siendo válida en los tres escenarios: cambia la magnitud del impacto, no los factores que determinan la capacidad de respuesta.

La salida de los EAU de la OPEP en 2026 refuerza la probabilidad del escenario STEPS: si ni siquiera los productores del Golfo mantienen la disciplina colectiva, la sobreoferta se materializará antes de lo previsto, presionando los precios a la baja y acelerando la erosión de ingresos para todos los exportadores.

4. DISCUSIÓN

4.1. Interpretación de los resultados

El análisis comparativo ha producido una respuesta a la pregunta de investigación que puede sintetizarse en cuatro proposiciones.

Primera: **las instituciones son condición necesaria, pero no suficiente**. Nigeria demuestra que un Estado formalmente funcional, con planes de diversificación elaborados y sin restricciones geopolíticas externas, puede fracasar sistemáticamente si la capacidad de implementación es débil. El contraste con los EAU no podría ser más claro: la diferencia no está en la ambición de los planes, sino en la capacidad de ejecutarlos. La tesis de Karl (1997) sobre el Estado rentista hipertrofiado y resistente a la reforma encuentra en Nigeria su confirmación más clara.

Segunda: **el capital financiero compra tiempo, pero no garantiza el éxito**. Arabia Saudí dispone de recursos financieros extraordinarios y los está desplegando a una escala sin precedentes. Sin embargo, el hecho de que su *breakeven* haya subido, no bajado, durante la implementación de Visión 2030 revela lo que considero el hallazgo más significativo del análisis saudí: la diversificación financiada con renta petrolera puede ser, al menos temporalmente, una extensión sofisticada del modelo rentista más que su superación. Medir la diversificación por la composición del PIB sin atender al origen de la financiación induce a conclusiones excesivamente optimistas.

Tercera: **la diversificación previa es el predictor más fuerte del resultado**. Los EAU empezaron hace tres décadas; hoy son el único país de la muestra cuya influencia internacional ha aumentado durante la transición. Arabia Saudí lleva menos de diez años. Nigeria y Venezuela nunca empezaron de forma efectiva. El patrón sugiere que la ventana de oportunidad para diversificar no es indefinida: cuando los ingresos petroleros comienzan a caer, la base no petrolera debe ser ya lo bastante robusta para sostener al Estado. Quizá la lección más dura del análisis es que para algunos petroestados esa ventana ya se ha cerrado.

Por tanto, la velocidad de la transición es el factor principal para estos países, exponiendo sus vulnerabilidades y, en última instancia, definiendo la capacidad de los países productores de adaptarse y mantener su peso geopolítico.

Cuarta: **la geopolítica opera como acelerador del fracaso, no como causa de éxito**. Las sanciones explican por qué Rusia, con capacidad institucional y financiera intermedia, no logra adaptarse. Pero la ausencia de sanciones no explica el éxito de los EAU ni el fracaso de Nigeria. El contexto geopolítico condiciona, pero no determina: amplifica las fortalezas y las debilidades preexistentes.

4.2. Contraste con la literatura

Los resultados confirman, en lo esencial, las tesis centrales de la literatura, pero introducen matices que merecen atención. La tesis de Vakulchuk *et al.* (2020) de que los exportadores fósiles serán los principales perdedores se confirma como tendencia general, pero el análisis muestra que la pérdida es profundamente asimétrica: los EAU están ganando con la transición, no perdiéndola, porque han construido su posición sobre una base que trasciende el petróleo. La noción de "naciones varadas" de Van de Graaf y Bradshaw (2018) se confirma para Venezuela y Nigeria, pero resulta menos aplicable a los productores del Golfo, cuyo bajo coste de extracción los sitúa como últimos en pie en cualquier escenario de contracción.

El contraste más productivo es con la teoría del Estado rentista. Ross (2012) argumenta que la calidad institucional previa al descubrimiento del recurso determina la capacidad de evitar la maldición. Los datos del trabajo son consistentes con esta tesis, pero añaden un matiz temporal: no basta con tener instituciones competentes, hay que haberlas movilizado tempranamente hacia la diversificación. Los EAU tenían instituciones similares a las de Arabia Saudí en los años noventa, pero Dubái empezó a diversificar tres décadas antes que Visión 2030. Esa ventaja temporal puede ser la diferencia entre una transición ordenada y una crisis fiscal.

Respecto a la literatura sobre diversificación, el hallazgo de la paradoja saudí coincide con los análisis del Growth Lab de Harvard (Daoud, 2025) y añade una implicación metodológica: el indicador convencional "% PIB no petrolero" puede ser engañoso si no se controla por el origen de la financiación. La salida de los EAU de la OPEP en abril de 2026 confirma empíricamente la lógica de la "carrera por extraer" que la literatura sobre activos varados había previsto de forma teórica (Semieniuk *et al.*, 2022): ante un futuro de demanda menguante, la cooperación entre productores cede ante la rivalidad.

4.3. Implicaciones

Los hallazgos tienen implicaciones en tres planos.

Para los petroestados, la conclusión central es que la diversificación es un proceso de décadas que requiere instituciones competentes, capital financiero y una decisión temprana. Los países que aún no han comenzado, o que han comenzado sin capacidad de ejecución, enfrentan una ventana de oportunidad que se estrecha con cada año de inacción.

Para la gobernanza energética global, el análisis revela un problema de justicia: los petroestados más vulnerables son también los que menos han contribuido a las emisiones globales y los que menor capacidad tienen para financiar la adaptación (Manley y Cust, 2022).

Aparte de impactar las balanzas comerciales y fiscales de estos países, la transición energética cierra una de las vías con las que los países pobres se han desarrollado en las últimas décadas: la exportación de crudo. Sin esta vía rápida hacia el desarrollo, muchas economías emergentes pierden impulso en su crecimiento y se enfrentan al riesgo de estancarse antes de desarrollarse por completo.

Ante esta situación, Nigeria y el resto de productores de bajo desarrollo, tienen el reto de transformar su economía, exportando minerales críticos, o haciendo uso de sus recursos para producir energía renovable. Para ello, sin embargo, requieren de una tecnología avanzada que en muchos casos no poseen.

En este estudio, Nigeria representa a los países en vías de desarrollo, que llevan décadas de oportunidad perdida con su petróleo, debido a fallos estructurales, falta de tecnología y reparto desigual. Pero también representa la oportunidad de crecer de forma distinta, aprovechando otros recursos, y con la oportunidad de desarrollarse sin caer en los errores del estado rentista.

Los Acuerdos de París de 2015 incluyeron mecanismos internacionales de transición justa para compensar a las naciones menos desarrolladas por el impacto desigual de la transición. No obstante, éstos son insuficientes ante la escala del desafío. La fractura de la OPEP, además, elimina el único instrumento de acción colectiva que los productores tenían para gestionar la contracción del mercado, dejando a cada país solo ante su propia vulnerabilidad.

Para los países consumidores, demuestra que también tienen una gran influencia sobre los productores. Cuando los países europeos decidieron poner un tope al precio que pagaban por el crudo ruso y frenar la compra de gas natural, expusieron las vulnerabilidades de las economías productoras. Rusia, con una infraestructura diseñada para la exportación hacia Europa, vio sus ingresos desplomarse y tuvo que encontrar nuevos clientes, a un precio mucho menor, con un gran impacto en sus finanzas. Por tanto, aunque Occidente se enfrentó a una grave crisis energética e inflacionaria, se demostró que los países compradores también tienen un importante peso geopolítico en el mercado del petróleo.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo se propuso responder a una pregunta doble: qué factores explican la diferente capacidad de adaptación de los petroestados ante la transición energética, y qué consecuencias geopolíticas produce esa adaptación desigual. El análisis comparativo de cinco países permite ofrecer una respuesta fundamentada.

Respecto a la primera dimensión, la adaptación exitosa requiere la combinación de calidad institucional y capital financiero como condiciones necesarias conjuntas, diversificación previa como factor acelerador, y ausencia de restricciones geopolíticas como condición facilitadora. Ninguna de estas condiciones es suficiente por sí sola: Arabia Saudí tiene capital pero su diversificación es aún incipiente; Nigeria no tiene sanciones pero carece de instituciones y capital; Rusia tenía capacidad intermedia pero las sanciones la han bloqueado. Solo los EAU, que reúnen las cuatro condiciones, han logrado una adaptación que puede calificarse de avanzada. Venezuela no cumple ninguna condición y, por ende, es la más atrasada en la diversificación.

Respecto a la segunda dimensión, la adaptación desigual está reconfigurando las relaciones de poder de tres formas. Primero, erosiona la petrodiplomacia de los países que no se adaptan: Venezuela ha perdido Petrocaribe, Rusia ha perdido Europa, Arabia Saudí ha visto invertida su relación de poder con Washington. Segundo, fractura la arquitectura institucional del mercado petrolero: la salida de los EAU de la OPEP en 2026 refleja la incompatibilidad entre los intereses de productores con estrategias divergentes en un mercado que se contrae. Tercero, desplaza el poder energético hacia países que dominan las tecnologías limpias y los minerales críticos, fundamentalmente China, sin que ningún petroestado de la muestra disponga de una relevancia equivalente en el nuevo paradigma.

La contribución del trabajo es la construcción de un marco analítico que, mediante un análisis comparativo cualitativo, identifica las condiciones de adaptación y conecta explícitamente la dimensión económico-fiscal con la reconfiguración geopolítica. La tipología resultante (de la adaptación avanzada al colapso) ofrece un esquema aplicable a otros petroestados no incluidos en la muestra.

El estudio está sujeto a las limitaciones expuestas en el apartado 2.5, entre las que destacan el número reducido de casos (n=5), la disponibilidad desigual de datos y la incertidumbre de las proyecciones. Las conclusiones deben interpretarse como patrones identificados en los casos analizados, no como leyes universales.

Tres líneas de investigación futura emergen del análisis.

Primera, la ampliación de la muestra a países como Irán, Irak, Angola y, especialmente, Noruega, como ejemplo de gestión exitosa de la renta petrolera; lo que permitiría verificar la universalidad de los patrones.

Segunda, la profundización en la paradoja de la diversificación financiada con renta petrolera: ¿en qué condiciones logra emanciparse de su origen y cuándo reproduce el modelo rentista bajo formas nuevas?

Tercera, el estudio de las nuevas dependencias geopolíticas generadas por la transición: si el dominio chino de los minerales críticos y las cadenas de valor de baterías reproduce las concentraciones de poder que la transición pretendía superar, la cuestión de si el nuevo paradigma será más estable que el anterior permanece abierta.

BIBLIOGRAFÍA

Americas Quarterly. (2024, 14 de marzo). Caribbean Leaders Want Petrocaribe Back. Could It Happen? *Americas Quarterly*. https://americasquarterly.org/

Arab Center Washington DC. (2025, agosto). OPEC Is Pushing Down Oil Prices Despite a Cash Crunch in Saudi Arabia. Here Is Why. *Arab Center Research Paper*.

Argaam. (2025). *Saudi Macro Trends Chartbook*. Argaam Research.

Atlantic Council. (2019). *The Waning of Petrocaribe? Central America and Caribbean Energy in Transition*. Adrienne Arsht Latin America Center.

Beblawi, H. y Luciani, G. (Eds.). (1987). *The Rentier State*. Croom Helm.

Carbon Tracker Initiative. (2023). *Petrostates of Decline: Oil and Gas Producers Face Growing Fiscal Risks as the Energy Transition Unfolds*. Carbon Tracker. https://carbontracker.org/reports/petrostates-of-decline/

Carnegie Endowment for International Peace. (2026). A Tight Spot: Challenges Facing the Russian Oil Sector Through 2035. *Carnegie Russia Eurasia Center*. https://carnegieendowment.org/

Council on Foreign Relations. (2024). Venezuela: The Rise and Fall of a Petrostate. *CFR Backgrounders*. https://www.cfr.org/

Daoud, Z. (2025). Diversifying from Oil: Aspirations and Results of Saudi Arabia's Vision 2030. Growth Lab, Harvard Kennedy School. https://growthlab.hks.harvard.edu/

Fattouh, B., Poudineh, R. y West, R. (2019). The Rise of Renewables and Energy Transition: What Adaptation Strategy for Oil Companies and Oil-Exporting Countries? *Energy Transitions*, 3, 45-58. https://doi.org/10.1007/s41825-019-00013-x

Hasan, Q., Heffron, R. J., Mohtadi, S., Blankenship, B. D., Overland, I. y Urpelainen, J. (2024). Stepping into the Just Transition Journey: The Energy Transition in Petrostates. *Energy Research & Social Science*, 112, 103515. https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103515

Intelpoint. (2025). 88% of Nigeria's 2024 Exports Came from Crude Oil. *Intelpoint Insights*.

International Energy Agency. (2025). *Oil 2025: Analysis and Forecast to 2030*. IEA. https://www.iea.org/

International Energy Agency. (2025). *World Energy Outlook 2025*. IEA. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025

International Monetary Fund. (2025). Saudi Arabia: 2025 Article IV Consultation. *IMF Country Report*. https://www.imf.org/

Jewish Institute for National Security of America. (2026, mayo). The UAE's OPEC Exit: Strategic Implications for the Gulf Order. *JINSA Report*.

Karl, T. L. (1997). *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro-States*. University of California Press.

Mahdavy, H. (1970). The Patterns and Problems of Economic Development in Rentier States. En M. Cook (Ed.), *Studies in the Economic History of the Middle East*. Oxford University Press.

Manley, D. y Cust, J. (2022). Stranded Nations? The Climate Policy Implications for Fossil Fuel-Rich Developing Countries. *Oxford Review of Economic Policy*, 38(3), 644-662. https://doi.org/10.1093/oxrep/grac020

McGlade, C. y Ekins, P. (2015). The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2 °C. *Nature*, 517, 187-190. https://doi.org/10.1038/nature14016

Mercure, J.-F., Pollitt, H., Viñuales, J. E., Edwards, N. R., Holden, P. B., Chewpreecha, U. *et al.* (2018). Macroeconomic Impact of Stranded Fossil Fuel Assets. *Nature Climate Change*, 8, 588-593. https://doi.org/10.1038/s41558-018-0182-1

Middle East Eye. (2026, mayo). UAE's Opec Exit Seeks to Hit Saudi Arabia Where It Hurts. *Middle East Eye*. https://www.middleeasteye.net/

National Bureau of Statistics, Nigeria. (2024). *Foreign Trade in Goods Statistics, Q1 2024*. NBS.

O'Sullivan, M. L. (2023). The Geopolitics of Energy after the Invasion of Ukraine. *The Washington Quarterly*, 46(1), 7-24. https://doi.org/10.1080/0163660X.2023.2179843

Oxford Institute for Energy Studies. (2026). Yermakov, V. The Inflection Point: Russia's Oil and Gas Revenues in 2025. *Oxford Energy Comment*. https://www.oxfordenergy.org/

Ragin, C. C. (1987). *The Comparative Method: Moving Beyond Qualitative and Quantitative Strategies*. University of California Press.

Ragin, C. C. (2008). *Redesigning Social Inquiry: Fuzzy Sets and Beyond*. University of Chicago Press.

Rihoux, B. y Ragin, C. C. (Eds.). (2009). *Configurational Comparative Methods: Qualitative Comparative Analysis (QCA) and Related Techniques*. SAGE.

Ross, M. L. (2012). *The Oil Curse: How Petroleum Wealth Shapes the Development of Nations*. Princeton University Press.

Scholten, D., Bazilian, M., Overland, I. y Westphal, K. (2020). The Geopolitics of Renewables: New Board, New Game. *Energy Policy*, 138, 111059. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111059

Semieniuk, G., Holden, P. B., Mercure, J.-F., Salas, P., Pollitt, H., Jobson, K. *et al.* (2022). Stranded Fossil-Fuel Assets Translate to Major Losses for Investors in Advanced Economies. *Nature Climate Change*, 12, 532-538. https://doi.org/10.1038/s41558-022-01356-y

Siddiqui, K. (2025, septiembre). Rare Earth Critical Minerals: Geopolitics, Supply Chains, and Emerging Tensions. *The World Financial Review*.

Statistics Centre – Abu Dhabi. (2025). *Abu Dhabi GDP Statistics 2024*. SCAD.

U.S. Energy Information Administration. (2026). *Short-Term Energy Outlook, May 2026*. EIA. https://www.eia.gov/

Vakulchuk, R., Overland, I. y Scholten, D. (2020). Renewable Energy and Geopolitics: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109547. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109547

Van de Graaf, T. y Bradshaw, M. J. (2018). Stranded Wealth of Nations? Exposure to Climate Policy Risk in the Fossil Fuel Sector. *Climatic Change*, 150, 151-163. https://doi.org/10.1007/s10584-018-2286-z

Welsby, D., Price, J., Pye, S. y Ekins, P. (2021). Unextractable Fossil Fuels in a 1.5 °C World. *Nature*, 597, 230-234. https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8

Wood Mackenzie. (2026, mayo). UAE's Exit Rattles OPEC's Grip on the Oil Market. *Wood Mackenzie Blog*. https://www.woodmac.com/

Yin, R. K. (2018). *Case Study Research and Applications: Design and Methods* (6.ª ed.). SAGE.