Desafíos y Oportunidades de la Transición Energética en Argentina: Una Visión desde el Carbon Lock-In y las Políticas Industriales Verdes

Germán Zamorano[I]

Resumen

Este artículo examina la tensión entre la creciente dependencia argentina de los hidrocarburos, consolidada por la explotación no convencional de Vaca Muerta, y las metas de descarbonización fijadas en sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC). Se combina una revisión de la literatura sobre carbon lock-in y economía política con un análisis de series de producción energética y emisiones de GEI (1990-2024). La evidencia indica que el boom gas-petrolero revirtió el déficit externo energético, pero a la vez amplifica el riesgo de anclar la matriz en trayectorias intensivas en carbono y de comprometer la posibilidad de alcanzar la neutralidad climática. El estudio caracteriza estos riesgos, identifica las barreras institucionales y de mercado que los refuerzan, y esboza lineamientos generales capaces de redirigir las rentas hidrocarburíferas hacia la expansión de fuentes renovables.

Palabras clave: transición energética, carbon lock-in, cambio climático, política industrial verde.

Código JEL: Q43, Q54, O25, L52.

I Universidad Federal de Río de Janeiro

Fecha de recepción: 29 de julio de 2025.
Fecha de aceptación: 25 de octubre de 2025.

Abstract

This article examines the tension between Argentina's growing reliance on hydrocarbons, consolidated by the unconventional development of Vaca Muerta, and the decarbonization targets set in its Nationally Determined Contributions (NDCs). It combines a review of the carbon-lock-in and political-economy literature with an analysis of energy-production and GHG-emission series for 1990-2024. Evidence shows that the oil-and-gas boom has reversed the external energy deficit, yet simultaneously heightens the risk of locking the energy matrix into carbon-intensive pathways and undermining the prospect of achieving climate neutrality. The study maps these risks, identifies the institutional and market barriers that reinforce them, and outlines broad policy guidelines capable of redirecting hydrocarbon rents toward the expansion of renewable energy sources.

Keywords: energy transition, carbon lock-in, climate change, green industrial policy.

JEL code: Q43, Q54, O25, L52.

Introducción

El cambio climático surge, en gran medida, del aumento de la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero (GEI) generado por la quema de combustibles fósiles, la actividad agropecuaria, la gestión de residuos y la deforestación, entre otras acciones humanas. Las proyecciones indican que, de no revertirse esta tendencia, los costos económicos podrían equivaler a entre 1% y 3, 3% del PIB mundial cada año hasta 2060, con impactos que abarcan desde la pérdida de biodiversidad hasta la intensificación de eventos climáticos extremos (OECD, 2015). Frente a este panorama, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París de 2015 establecieron un marco multilateral que compromete a los Estados a presentar y actualizar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) para mantener el aumento de la temperatura global "muy por debajo" de 2 °C y, idealmente, limitarlo a 1, 5 °C.

Argentina ratificó el Acuerdo de París en 2016 y, desde entonces, ha presentado dos actualizaciones de sus NDC: la primera en 2020 y la segunda en 2022, ambas incrementando gradualmente la ambición de reducción de emisiones y estableciendo objetivos de carbono neto cero hacia 2050. No obstante, el país enfrenta una restricción macroeconómica persistente, marcada por crisis recurrentes y escaso acceso al crédito internacional. Este escenario vuelve crucial la obtención de recursos para financiar la modernización del sistema eléctrico y aumentar la penetración de energías renovables. Como subrayan Serrani y Barrera (2023), la formación Vaca Muerta — una de las mayores reservas mundiales de hidrocarburos no convencionales del mundo — podría generar los ingresos externos necesarios para estabilizar la macroeconomía y, a la vez, apalancar la incorporación de energías renovables.

Surge así la siguiente pregunta: ¿cómo puede Argentina aprovechar las rentas hidrocarburíferas para acelerar la transición energética sin quedar atrapada en un lock-in de carbono que prolongue la dependencia fósil y comprometa sus metas climáticas? Este artículo aborda esa tensión. La metodología adoptada combina una revisión de la literatura sobre energía y medio ambiente con un análisis empírico de datos sobre la matriz energética y los patrones de emisiones de Argentina.

El artículo está dividido en tres secciones y consideraciones finales. La primera presenta el marco conceptual de carbon lock-in y la economía política de la transición energética, sentando las bases analíticas. La segunda sección desagrega la evidencia empírica sobre las emisiones y la matriz energética, tanto a nivel nacional como global, reconstruye la evolución reciente del sector energético local, junto con los desafíos y oportunidades que enfrenta el país como potencial proveedor energético mundial. La tercera sección emplea el marco teórico del carbon lock-in para explicar los mecanismos que perpetúan la trayectoria fósil, analizando las oportunidades y los riesgos que implican la explotación de Vaca Muerta. Por último, se presentan las consideraciones finales.

***

1. Carbon lock-in y economía política de la transición energética

El concepto de carbon lock-in describe la persistencia de sistemas socio-técnicos intensivos en carbono que, una vez consolidados, generan fuertes inercias tecnológicas, económicas e institucionales que dificultan la adopción de otras fuentes de energía (Unruh, 2000). Esta trayectoria dependiente se refuerza mediante economías de red, aprendizaje acumulado, normas técnicas, infraestructura física y marcos regulatorios que favorecen a los incumbentes fósiles (Seto et al. , 2016). Desde la perspectiva de la economía política, el lock-in no se entiende solo como una falla de mercado, sino como el resultado de relaciones de poder entre actores que controlan recursos productivos, financiamiento y capacidad de lobby (Sovacool et al. , 2015; Sovacool, 2016).

Los enfoques de dependencia de trayectoria (path dependence) destacan la secuencialidad de decisiones pasadas que restringen las opciones futuras (Pierson, 2000). En el ámbito energético, las inversiones hundidas en infraestructura basada en recursos fósiles crean altos costos de oportunidad para el cambio tecnológico basado en fuentes alternativas. Este efecto se amplifica en países con abundantes reservas de hidrocarburos, donde las rentas de los recursos naturales sostienen coaliciones políticas que tienden a preservar el statu quo (Karl, 1997). Así, el carbon lock-in se ancla tanto en la estructura productiva como en el marco institucional.

Sin embargo, la literatura sobre desarrollo y cambio estructural subraya que las ventanas de oportunidad para diversificar la base productiva emergen cuando convergen presiones externas (por ejemplo, metas climáticas) con capacidades estatales para orquestar políticas industriales verdes (Lütkenhorst et al. , 2014; Lema et al. , 2021). La generación intencional de rentas de política, que incluye tarifas reguladas de compra, compras públicas verdes y créditos blandos, puede canalizar recursos hacia tecnologías limpias y acelerar las curvas de aprendizaje. (Pegels et al. , 2018). Para que estas rentas fomenten, y no capturen, la innovación, se requieren mecanismos de coordinación interministerial y exigencias de desempeño que vinculen los beneficios a resultados ambientales y de contenido local (Mazzucato, 2018).

En economías emergentes con restricción externa, como la argentina, la transición depende de la capacidad de movilizar divisas y financiamiento a gran escala (Serrani y Barrera, 2023). El desarrollo de Vaca Muerta ilustra esta tensión: puede proveer recursos para financiar la transición, pero también profundizar el lock-in si las rentas fósiles se reinvierten en ampliar la infraestructura intensiva en carbono. Por otra parte, la evidencia comparada muestra que los países en desarrollo pueden superar estas trayectorias de dependencia en fuentes fósiles si integran las políticas de ciencia-tecnología-innovación (CTI) con objetivos macroeconómicos y de regulación ambiental (Lema et al. , 2021; Hochstetler, 2020).

Un marco analítico que combine carbon lock-in y economía política permite, entonces, identificar tres dimensiones críticas: i) la estructura de incentivos económicos asociados a las rentas hidrocarburíferas; ii) la configuración institucional que define quién decide, financia y se beneficia de la transición; y iii) la distribución de poder entre actores estatales, privados y sociedad civil que puede bloquear o habilitar cambios tecnológicos. Abordar estas dimensiones exige políticas coordinadas que utilicen las rentas fósiles como palanca (y no como obstáculo) para la diversificación productiva verde, evitando una nueva dependencia de trayectoria que comprometa las metas fijadas en las NDC argentinas.

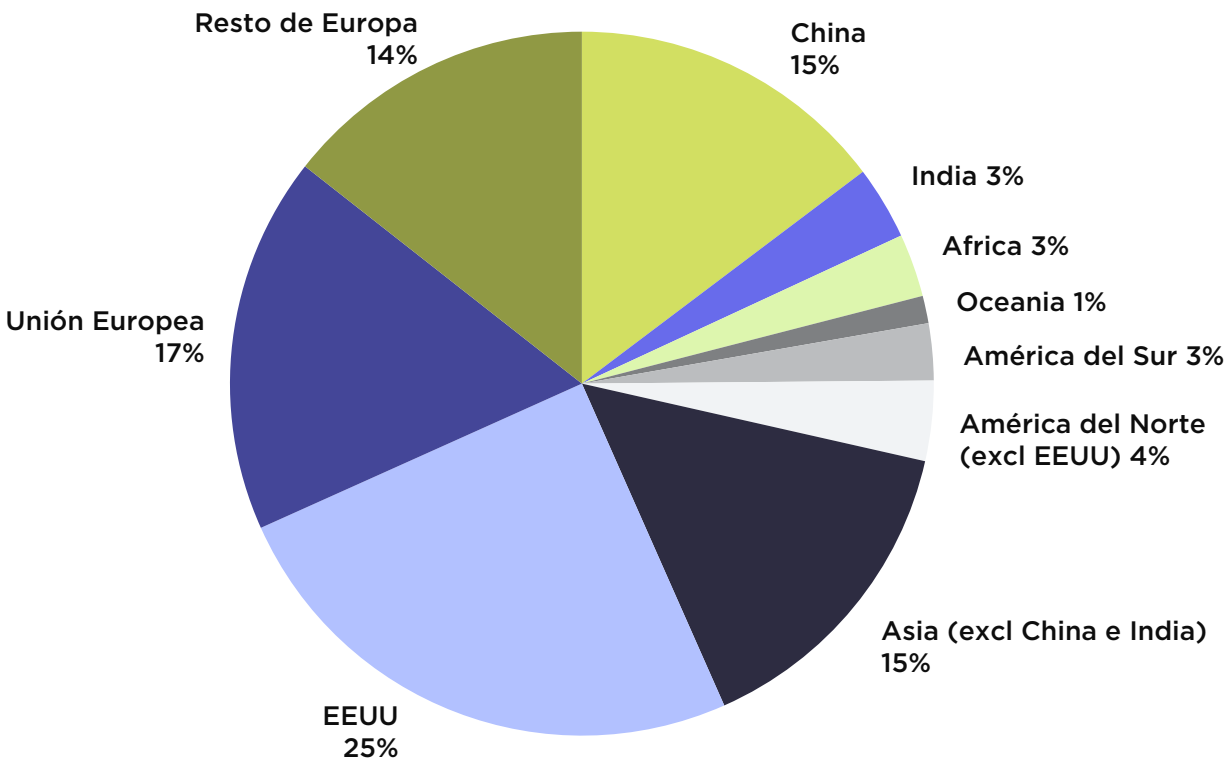
***

2. Panorama energético global y evolución argentina: emisiones, matriz energética y oportunidades

2. 1. Emisiones y matriz energética global: responsabilidad histórica, desigualdad climática y tendencias globales.

La responsabilidad diferenciada de los países desarrollados en la generación de emisiones de GEI se hace evidente al considerar el stock acumulado de emisiones desde 1750 hasta 2021. Se observa que las regiones más desarrolladas explican la gran mayoría del stock de gases de efecto invernadero presente en la atmósfera, como se observa en la figura 1.

Figura 1.
Emisiones acumuladas de CO2 por región, desde el año 1750 al 2021



Fuente: elaboración propia con base en ourworldindata.org.

Europa representa el 31% de las emisiones globales acumuladas hasta 2021, seguida de Estados Unidos (25%). En consecuencia, el 56% de las emisiones de gases de efecto invernadero acumuladas desde 1750

corresponde a regiones económicamente muy desarrolladas. Por su parte, regiones como América del Sur y África aportan cada una solo el 3% del total acumulado. La figura anterior también muestra que Estados Unidos ha emitido más CO_2 que cualquier otro país hasta la fecha, casi el doble que China, el segundo mayor emisor nacional del mundo.

Muchos de los grandes emisores actuales, entre ellos India y Brasil, no habían sido contribuyentes significativos en el pasado. En cambio, desde la era preindustrial, Europa ha liderado los niveles globales de emisiones, aunque su participación se ha reducido. Esto se explica en parte por la disminución de las emisiones del propio continente europeo y, en mayor medida, por el aumento de las contribuciones de otros países como Estados Unidos, China, India y la región de Asia Pacífico. La creciente participación de los países de ingresos medios y en desarrollo en la economía mundial ha incrementado la huella ambiental de estas naciones.

Tabla 1.
Emisiones de GEI (equivalente de CO_2) por país
(totales en kt y per cápita en toneladas métricas)

Country	Total 1990	Per Capita 1990	Total 2000	Per Capita 2000	Total 2019	Per Capita 2019
Argentina	249.189	3,1	294.271	3,6	374.524	3,7
Brazil	592.497	1,3	772.340	1,8	1.069.919	2,1
Canadá	543.049	15,1	648.194	16,8	726.904	15,1
China	3.238.859	1,9	4.567.274	2,7	12.732.245	7,6
India	1.237.963	0,6	1.719.665	0,9	3.412.419	1,8
European Union	4.477.034	8,5	4.162.342	7,8	3.397.614	6,1
Latin America and Caribbean	2.068.181	2,0	2.608.217	2,4	3.257.187	2,5
United States	5.855.541	19,4	6.810.656	20,5	6.039.739	14,7
East Asia and Pacific (incl China)	6.445.876	2,4	8.683.082	3,0	18.174.628	6,2
World	30.629.971	4,0	34.208.319	4,0	48.089.617	4,6

Fuente: elaboración propia con base en datos del Banco Mundial

Como muestra la tabla anterior, China incrementó notablemente sus emisiones totales de GEI y, para 2019, se convirtió en el mayor emisor mundial, con el 26% del total. Además, las emisiones de la región de Asia Oriental y el Pacífico (que incluye a China) casi triplicaron su volumen entre 1990 y 2019. Esa región abarca países que han registrado un fuerte crecimiento económico en las últimas décadas, como Vietnam, Indonesia, Malasia y Tailandia, entre otros. Sin embargo, al analizar las emisiones per cápita se observa que tanto China como Asia Oriental y el Pacífico presentan valores considerablemente inferiores a los de Estados Unidos y Canadá, y solo ligeramente superiores a los de la Unión Europea. El caso de la India es particular: presenta las emisiones per cápita más bajas del grupo analizado y, a la vez,

un aumento absoluto significativo impulsado por su crecimiento económico, lo que la llevó a representar el 7% de las emisiones globales en 2019.

En este contexto, Argentina se ubica entre los países con bajas emisiones per cápita (3, 7 t), por encima del promedio de América Latina y el Caribe (2, 5 t) y de Brasil (2, 1 t). Este último valor se explica por la elevada participación de la energía hidroeléctrica en su oferta primaria de energía. En términos absolutos, las emisiones argentinas representaron el 0, 8% del total mundial en 2019 y su participación se mantuvo estable durante el período 1990-2019. Finalmente, destaca la trayectoria de la Unión Europea, que redujo su cuota de emisiones del 15% en 1990 al 7% en 2019.

2. 2. Matriz de consumo energético mundial y patrón de emisiones de GEI en Argentina

Se estima que el sector energético explica más de las tres cuartas partes de las emisiones globales de gases de efecto invernadero, según la Agencia Internacional de Energía.

Tabla 2.
Consumo mundial de energía primaria (exajulios)

Fuente/ Año	1995	2000	2005	2010	2015	2019	Tasa anual	Incremento Total	Participación por fuente sobre consumo total en 1995	Participación por Fuente sobre consumo total en 2019
Petróleo	142	154	168	173	184	193	1,3%	50	36 %	31 %
Gas	76	86	99	114	125	140	2,6%	64	19 %	22 %
Carbón	93	99	130	151	159	158	2,2%	64	23 %	25 %
Nuclear	23	26	27	26	24	25	0,3%	2	6 %	4 %
Hidro	25	27	28	32	35	38	1,7%	13	6 %	6 %
Renovables	39	42	46	52	62	74	2,7%	35	10 %	12 %
Total	399	433	498	548	589	627	1,9%	228	100 %	100 %

Fuente: elaboración propia en base al BP Energy Outlook, edición del 2023.

Tabla 3.
Consumo de energía primaria en países desarrollados y emergentes (exajulios)

Fuente/Año		1995	2000	2005	2010	2015	2019	Tasa anual acumulada	Participación sobre consumo total, 1995	Participación sobre consumo total, 2019
Petróleo	Desarrollados	88	94	97	88	86	88	0,0%	41 %	38 %
	Emergentes	54	61	71	85	98	105	2,8%	29 %	27 %
Gas	Desarrollados	42	47	49	53	55	61	1,5%	20 %	26 %
	Emergentes	34	39	50	61	70	80	3,6%	18 %	20 %
Carbón	Desarrollados	44	47	49	46	40	32	-1,4%	20 %	14 %
	Emergentes	50	52	82	105	119	126	4,0%	27 %	32 %
Nuclear	Desarrollados	21	23	23	22	19	18	-0,6%	10 %	8 %
	Emergentes	2	3	3	4	5	7	4,8%	1 %	2 %
Hidro	Desarrollados	13	13	12	12	12	11	-0,5%	6 %	5 %
	Emergentes	12	13	16	20	24	26	3,2%	7 %	7 %
Renovables	Desarrollados	7	8	10	15	20	25	5,4%	3 %	10 %
	Emergentes	32	34	35	38	42	49	1,8%	18 %	13 %
Total	Desarrollados	215	232	241	236	231	235	0,4%	100 %	100 %
	Emergentes	184	202	257	312	358	393	3,2%	100 %	100 %

Fuente: elaboración propia en base al BP Energy Outlook, edición del 2023.

De la tabla 2 se desprende que el consumo mundial de energía primaria muestra una participación significativa de los combustibles fósiles, los cuales mantuvieron una proporción inalterada del consumo energético primario global entre 1995 y 2019, alrededor del 78% (petróleo, gas y carbón combinados). Al diferenciar entre países desarrollados y emergentes, se observa en las naciones desarrolladas una tendencia decreciente en la cuota de las fuentes fósiles, que pasó del 81% al 77%. Por el contrario, los países emergentes aumentaron la proporción de combustibles fósiles en su consumo total de energía primaria, del 75% al 79%. En este sentido, se advierte una incipiente transición energética en los países desarrollados, reflejada en la mayor contribución de las energías renovables (del 3% al 10%) y la disminución del consumo de carbón (-1, 4% acumulado) a lo largo del período. Cabe destacar que las fuentes renovables crecieron a una tasa anual del 5, 4%, muy por encima del crecimiento del consumo total de energía, que fue del 0, 4%. Además, el aumento del consumo energético fue significativamente menor que

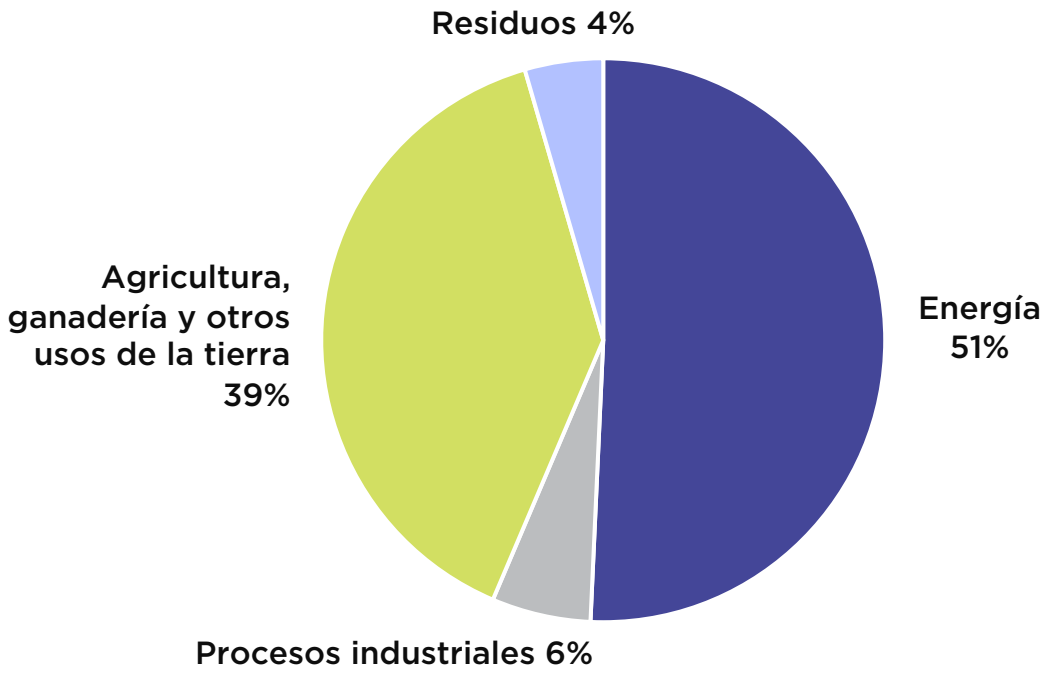
la tasa anual acumulada de crecimiento del PIB en las economías de altos ingresos, la cual fue del 2, 14% entre 1995 y 2019, según datos del Banco Mundial. Ello indica un desacople entre consumo de energía y crecimiento del PIB.

En contraste, en los países en desarrollo se observa la tendencia opuesta: la tasa de crecimiento anual acumulada de las fuentes renovables fue del 1, 8%, mientras que el consumo total de energía primaria creció a un 3, 2%. En términos absolutos, el consumo total de energía primaria aumentó un 114% entre 1995 y 2019.

A escala global, la participación del carbón en el consumo total de energía primaria se incrementó del 23% en 1995 al 25% en 2019. Este aumento se debe principalmente al mayor consumo de carbón en los países emergentes, que pasó del 27% al 32% (4% acumulado). Del incremento total de 228 exajulios en el volumen de consumo energético registrado en 2019, tanto el carbón como el gas aportaron 64 exajulios cada uno, representando juntos más de la mitad (56%) de dicho aumento. Es notable que el gas incrementó su participación en el consumo total de energía tanto en países desarrollados como en emergentes.

Por su parte, la República Argentina presentó en 2021 su segunda NDC ante la CMNUCC, comprometiéndose a un objetivo absoluto e incondicional de no superar emisiones netas de 349 $MtCO_2e$ para 2030. Esto implica una meta un 27, 7% más ambiciosa que la NDC anterior, que establecía un límite de 483 $MtCO_2e$.

Figura 2.
Figura 3. Oferta interna total de energía de la Argentina en 2021



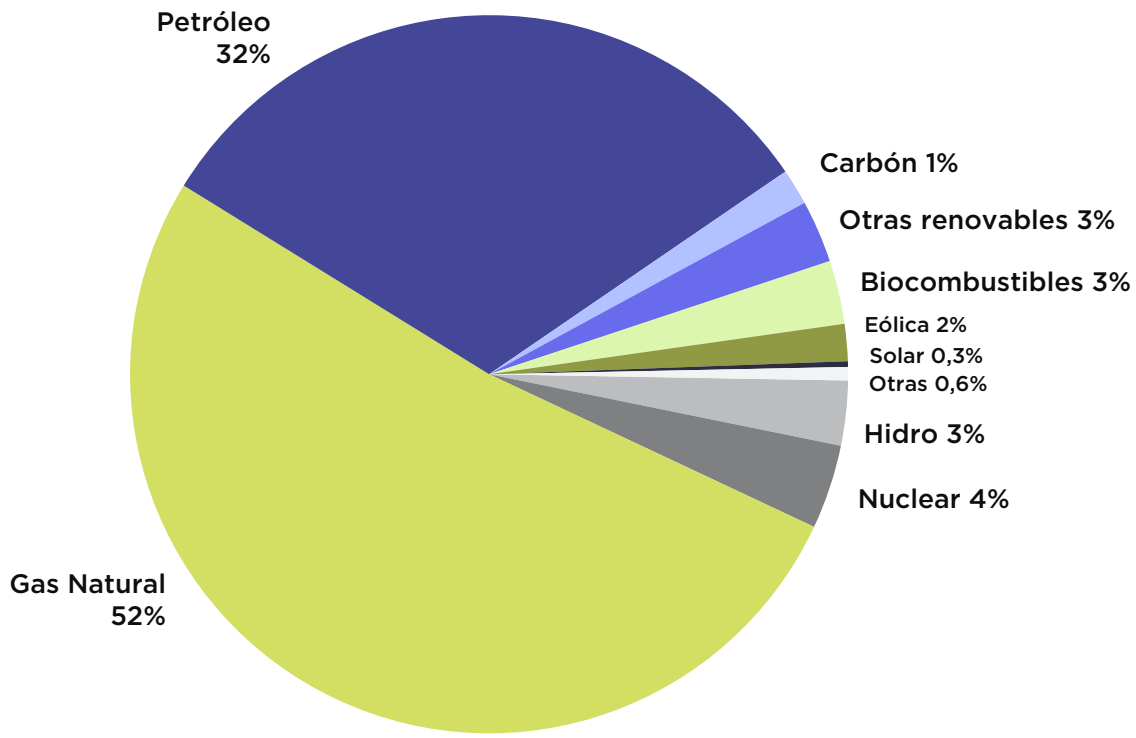
Fuente: Balance energético nacional.

Según el último inventario de GEI elaborado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la República Argentina para el año 2018, el país registró emisiones totales de 366 millones de toneladas de CO_2 equivalente. El sector energético fue el mayor contribuyente, con el 51% del total (186 MtCO_2e), seguido por Agricultura, Ganadería, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra (143 MtCO_2e y 39%), los Procesos Industriales y el Uso de Productos (6%, 21 MtCO_2e) y Residuos (4%, 16 MtCO_2e).

Dentro del sector energético (categoría 1 del IPCC, que abarca las emisiones de combustión de combustibles), el 32% de las emisiones provino de las industrias de la energía (generación eléctrica, producción de combustibles y refinación de petróleo), el 27% del transporte, el 18% de las industrias manufactureras y de la construcción, el 17% de otros sectores (residencial, comercial y agropecuario) y el 6% de emisiones fugitivas en la producción de hidrocarburos.

Considerando solo las emisiones por combustión de combustibles, el 57% correspondió al gas natural (incluye el gas distribuido por gasoductos y el utilizado para el bombeo desde los yacimientos hasta los centros de consumo), el 20% al diésel y el 10% a la gasolina. El 13% restante provino de la combustión de fueloil, gas de alto horno, gas licuado y otros combustibles de menor participación.

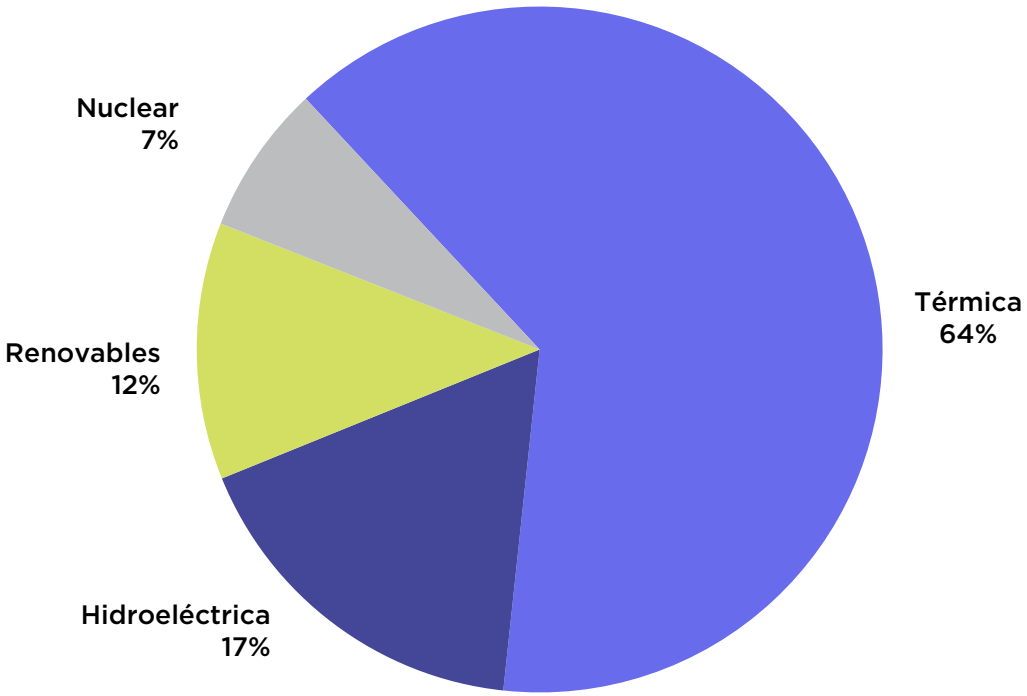
Figura 3.
Oferta interna total de energía de la Argentina en 2021



Fuente: Balance energético nacional.

La Figura 3 muestra claramente la fuerte dependencia de la matriz energética argentina de los combustibles fósiles, que en conjunto representan el 84% de la oferta primaria de energía (gas 52% y petróleo 32%), mientras que las demás fuentes energéticas poseen participaciones marginales. En este sentido, Argentina se caracteriza por ser una economía intensiva en combustibles fósiles, especialmente en gas natural.

Figura 4.
Matriz de generación eléctrica, 2021



Fuente: CAMMESA

La Figura 4 muestra la importante participación de fuentes fósiles en la generación térmica de electricidad. No obstante, resultan destacables la presencia de las centrales hidroeléctricas (17%), el aumento reciente de las fuentes renovables (12%) y la contribución de la energía nuclear (7%). Aun así, la mayor parte de la electricidad se produce en centrales térmicas que usan gas y petróleo. Del mismo modo, la demanda final de energía del sector residencial se satisface principalmente con el suministro de gas natural.

A pesar de la importante participación de fuentes fósiles en la oferta primaria de energía y en la matriz de generación eléctrica, la mayor parte corresponde al gas natural, mientras que el diésel tiene una presencia limitada en la generación eléctrica (3%). Esto explica que la generación eléctrica aporte el 11, 1% de las emisiones totales (40, 61 $MtCO_2e$). Este nivel

relativamente bajo se debe al rol predominante del gas natural, el combustible fósil que genera menos GEI. Además, destaca la escasa participación del carbón en la oferta primaria de energía (1%), dado que es la fuente con mayor potencial de emisiones de GEI (aproximadamente un 70% más que el gas natural).

Dentro del sector energético, el 27% de las emisiones proviene del transporte (50 $MtCO_2e$). El principal medio de transporte de carga en el territorio argentino son los camiones, que representaron cerca del 92% del transporte interno de mercancías en 2021 (498, 4 millones de toneladas de un total de 542 millones). El ferrocarril aporta un 4, 5% y el transporte fluvial un 3, 5%.

En cuanto al transporte público interno, según la Comisión Nacional de Regulación del Transporte (Ministerio de Transporte), en 2021 la flota de autobuses urbanos e interurbanos sumaba 22. 133 unidades, casi todas con motores de combustión interna. En 2023, Argentina contaba con 95 autobuses eléctricos en operación para transporte público, una proporción marginal de la flota nacional. Del mismo modo, la penetración de vehículos privados eléctricos es muy baja: en enero de 2021 representaban el 0, 02% de la flota total (Iannuzzi y Scarpinelli, 2021).

La segunda fuente en importancia de emisiones corresponde a agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra, con el 39% de las emisiones totales de GEI en 2018. Este segmento incluye las emisiones de cultivos, pastizales y otros usos del suelo, así como las derivadas de la gestión del ganado y el estiércol, los suelos manejados y la aplicación de fertilizantes. El 11, 2% de las emisiones de 2018 se atribuyó a cambios en el uso del suelo. Además, la ganadería intensiva, aparte de presionar sobre la expansión de la frontera agrícola, contribuye a las emisiones mediante la fermentación entérica del ganado bovino, que en 2018 representó el 15, 2% del total de emisiones.

En síntesis, el patrón de emisiones de GEI en Argentina se explica por la combinación de distintos factores: la abundancia de reservas de petróleo y gas, que permite abastecer la demanda interna de energía; la demanda energética impulsada por el crecimiento poblacional, la evolución económica y la extensa superficie del país, que influye en el consumo de combustibles para el transporte de mercancías; y la amplitud de áreas con suelos y climas aptos para la agricultura y la ganadería, lo que puede desencadenar procesos de deforestación.

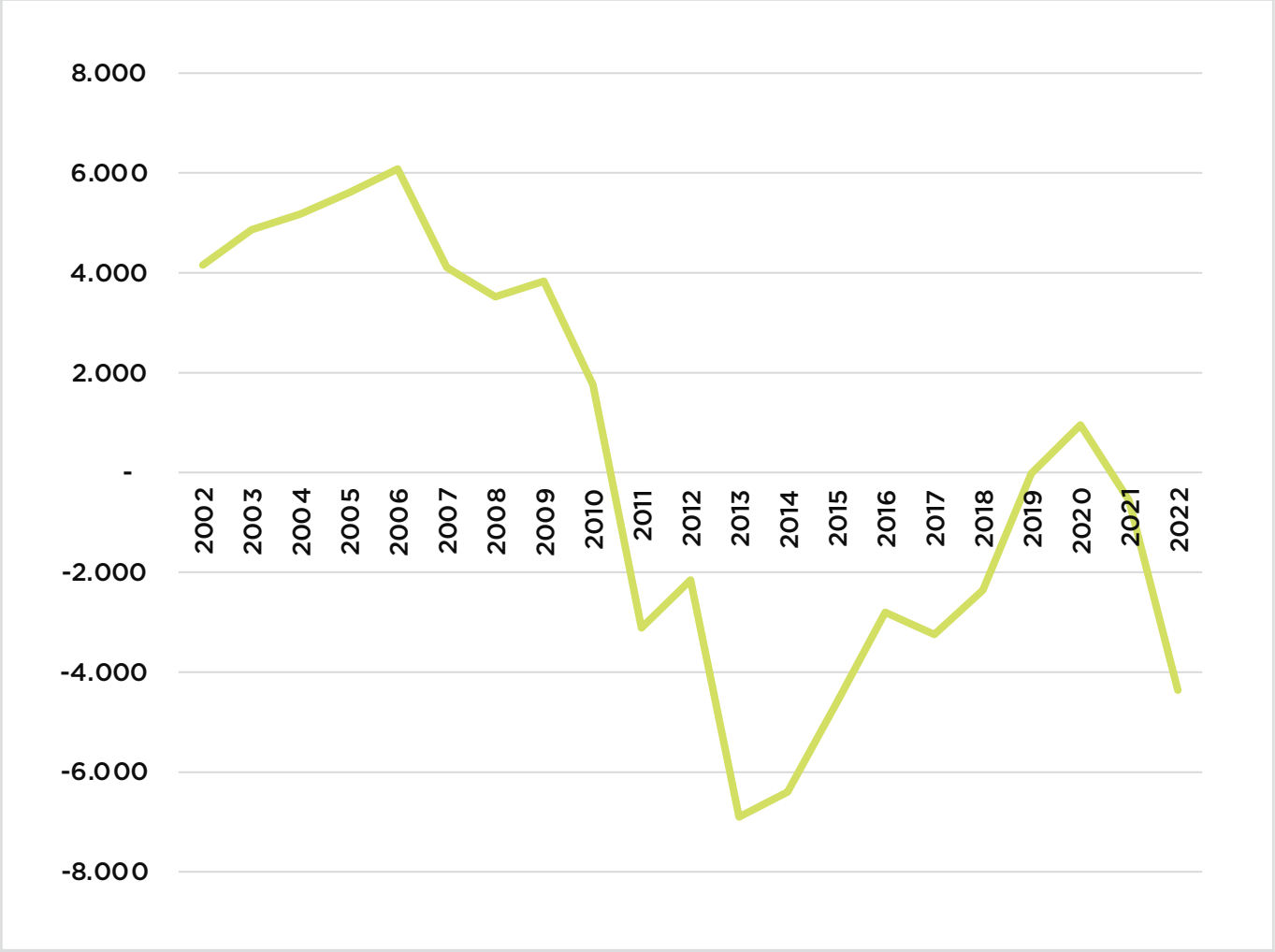
2. 3. Evolución histórica y contradicciones estructurales: privatización y nacionalización de YPF, y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

En los años noventa, cuando Argentina adoptó el Consenso de Washington, se desregularon los mercados de servicios públicos y se privatizó YPF, la empresa nacional de producción de gas y petróleo, junto con otras compañías estatales. Esta experiencia de desregulación impulsó la producción y el desarrollo de infraestructura, estimulados por el aumento de las tarifas de los servicios públicos. La producción de hidrocarburos elevó considerablemente las exportaciones y generó un superávit comercial creciente. Sin embargo, según Arceo et al. (2022), estos resultados se vincularon en gran medida con el descubrimiento y desarrollo de pozos petrolíferos realizados por YPF durante la etapa estatal, mientras que la inversión privada se desplazó hacia la producción de los yacimientos ya conocidos. Las compañías priorizaron extraer rápidamente el crudo disponible y recortaron los presupuestos de exploración, lo que redujo el hallazgo de nuevas reservas y anticipó la declinación productiva (Arceo et al. , 2022).

En la década de 2000, tras la crisis de 2001 y 2002, la política energética cambió su eje hacia el abastecimiento del mercado interno y la fijación de precios locales de la energía por debajo de los niveles internacionales. Para ello se impusieron derechos de exportación al petróleo y al gas, se prohibió la indexación de las tarifas de los servicios públicos y se subvencionó parte de los costos de generación eléctrica para las empresas. Al mismo tiempo, la recuperación económica iniciada en 2003 impulsó la demanda energética interna, primero por parte de los sectores agrícola e industrial y más tarde del sector residencial.

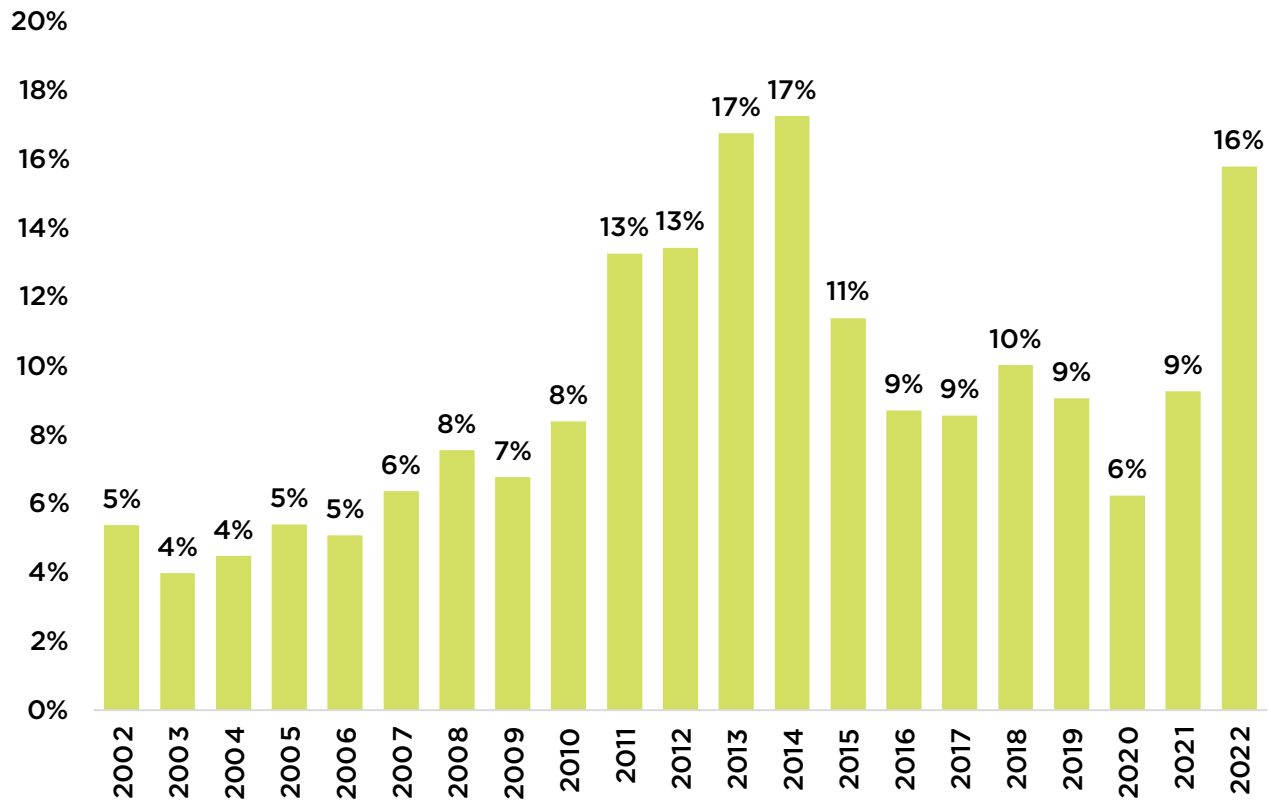
La persistente desvinculación de los precios locales de la energía respecto de los precios internacionales, con el objetivo de abaratar los costos domésticos, provocó una reducción sistemática de la inversión en el sector hidrocarburífero. Las medidas fiscales implementadas por el Estado argentino no lograron compensar esta caída. Ante la ausencia de una empresa estatal con una cartera de inversiones centrada en la economía local y el agotamiento progresivo de los yacimientos convencionales, se inició una etapa de contracción de la producción de hidrocarburos (Arceo et al. , 2022). Este problema fue especialmente grave en el caso del gas natural, principal fuente energética para la generación eléctrica y el consumo residencial. El aumento de la demanda, combinado con la disminución de la producción, provocó un incremento persistente de las importaciones de gas natural y de otros combustibles líquidos utilizados en la generación térmica.

Figura 5.
Importaciones energéticas sobre el total de importaciones, Argentina, 2002-2022



Fuente: elaboración propia con base en INDEC.

Figura 6.
Balance comercial energético, Argentina (2002-2022)



Fuente: elaboración propia con base en INDEC.

Como se muestra en la Figura 5, a partir de 2003 las importaciones de energía (combustibles y lubricantes) comenzaron a ganar participación dentro del volumen total importado y alcanzaron un máximo del 17% en 2013 y 2014. Este aumento de las compras externas de gas natural y combustibles líquidos, combinado con la contracción de las exportaciones de crudo, provocó que el superávit comercial energético iniciara una tendencia descendente desde 2006 y pasara a ser marcadamente deficitario después de 2010 (véase Figura 6). La magnitud de este déficit contribuyó de manera decisiva a profundizar las restricciones de balanza de pagos que enfrentó la economía argentina en la segunda década del siglo XXI. No obstante, conviene señalar que la histórica vulnerabilidad externa del país es un fenómeno multidimensional que trasciende el saldo comercial del sector energético (Arceo et al. , 2022).

Tras la renacionalización de YPF en 2012, el plan estratégico de la empresa cambió drásticamente y las inversiones aumentaron de forma significativa. Junto con el alza de los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, ello permitió revertir la caída de la producción, sobre todo en gas natural. Otro elemento clave fue la posibilidad de extraer gas y petróleo no convencionales de la formación Vaca Muerta. Aunque su existencia se conocía desde hacía décadas, ni los precios ni la tecnología disponibles habían hecho viable su aprovechamiento.

El potencial de esta formación se relaciona con la experiencia de Estados Unidos en la producción de recursos no convencionales. A partir de proyectos orientados a perfeccionar técnicas de extracción, a fines de los años noventa comenzaron las primeras fracturas hidráulicas (fracking) de rocas shale. La combinación del fracking con la perforación de pozos horizontales permitió explotar reservas no convencionales en todo el mundo. Desde mediados de los 2000, con el inicio de la producción comercial, se desató el desarrollo masivo de petróleo y gas no convencional en Estados Unidos (Di Sbroiavacca, 2013). Para 2014 el país ya era el principal productor mundial de hidrocarburos y había alcanzado la autosuficiencia gasífera (Nercesian et al. , 2022).

Sin embargo, cuando la revolución del shale cobraba impulso en Estados Unidos, la viabilidad económica de la producción no convencional en Argentina aún no estaba clara. El salto técnico que convirtió en factibles los proyectos de Vaca Muerta lo dio la YPF renacionalizada. Durante su proceso de mejora y aprendizaje, YPF firmó acuerdos de asociación y cooperación con Chevron y otras petroleras internacionales, lo que resultó crucial para incrementar las inversiones y compartir los costos iniciales de desarrollo. El objetivo era aportar capital, conocimiento técnico y reducir el riesgo de esta nueva etapa de la industria local (Arceo et al. , 2022). Una vez demostrada la factibilidad técnica y económica, se sumaron operadores privados junto con YPF y sus socios.

El avance en la curva de aprendizaje impulsado por YPF mejoró la producción y redujo los costos de perforación y operación, lo que brindó competitividad internacional creciente. Esta notable mejora de la eficiencia hizo que la explotación de Vaca Muerta fuera no solo técnicamente posible, sino también económicamente rentable. Los costos de desarrollo de pozos horizontales operados por YPF pasaron de 34 USD por barril en 2015 a 9 USD en 2019 (Nercesian et al. , 2022). Según la Energy Information Administration, Argentina ocupa el segundo lugar mundial en recursos de gas no convencional y el cuarto en petróleo no convencional. Así, Vaca Muerta brinda por primera vez una reserva capaz de cubrir la demanda de energía interna, sustituir importaciones de gas y otros combustibles y mejorar la seguridad energética nacional, al tiempo que genera un excedente que potencia las exportaciones y posiciona al país como eventual actor relevante en el mercado internacional de combustibles fósiles no convencionales, en particular, gas natural.

En este sentido, en los últimos años el sector energético argentino ha mejorado de forma sostenida su balanza externa: en 2024 cerró con un superávit de USD5. 668 millones, gracias a un aumento de 22, 3% en las exportaciones de combustibles y energía (USD9. 677 millones) y a una contracción de 49, 4% en las importaciones de combustibles y lubricantes (USD4. 009 millones). Este viraje, potenciado por la expansión de Vaca Muerta, perfila al sector para consolidarse como proveedor neto de divisas y mitigar las históricas restricciones externas vinculadas a la energía.

2. 4. Perspectivas de Argentina como actor energético global: desafíos y oportunidades

A partir de la Tabla 1 se observa que el consumo mundial de energía primaria mantiene una elevada participación de combustibles fósiles, alrededor del 78% entre 1995 y 2019 (petróleo, gas y carbón). En particular, el gas incrementó su peso en las economías desarrolladas y emergentes: pasó del 20% y 18% en 1995 al 26% y 20% en 2019, con tasas acumuladas anuales de 1, 5% y 3, 6%, respectivamente.

El carbón retrocedió en los países de altos ingresos, pero aumentó en los emergentes. Aun así, conforme más economías adopten metas de descarbonización, se espera que su demanda se modere. En contraste, la de gas natural probablemente crezca durante las próximas décadas, ya que desplaza al carbón y emite un 40% menos de GEI, por lo que suele considerarse combustible de transición.

El auge del gas natural se vincula al progreso tecnológico, sobre todo a la expansión de la licuefacción y la regasificación, que facilita su comercio marítimo y mayor "comoditización". Pese a que la cadena de valor del GNL implica mayores costos que el gasoducto (licuefacción, transporte, almacenamiento, regasificación y distribución), el comercio de GNL crece gracias a su oferta diversificada y flexible, lo

que reduce la dependencia de un solo proveedor y fortalece la seguridad energética (Arceo et al. , 2022).

El comercio por gasoductos seguirá siendo crucial, pero este nuevo contexto vuelve el mercado más flexible y abre oportunidades para países con abundantes recursos gasíferos. Para la Argentina, ello significa tanto oportunidades como desafíos, especialmente con el potencial de Vaca Muerta. Su desarrollo permitiría generar saldos exportables para aliviar las restricciones externas y financiar la transición verde. Sin embargo, el aprovechamiento de los hidrocarburos argentinos tiene un horizonte temporal limitado, ya que el avance de las energías alternativas reducirá gradualmente la relevancia de los fósiles, más acotado en el caso del petróleo que del gas.

El volumen de capital necesario para desarrollar plenamente los yacimientos no convencionales constituye uno de los mayores desafíos. Otro problema crítico es la infraestructura para transportar los hidrocarburos desde Neuquén hacia los centros de consumo internos y externos. En verano la producción supera la demanda, por lo que se requiere ampliar la capacidad de gasoductos dentro del país y hacia naciones vecinas como Chile y Brasil. Para atender mercados extrarregionales se necesitan además plantas de licuefacción que habiliten la exportación de GNL por vía marítima; sin esta infraestructura, la producción quedaría restringida (Nercesian et al. , 2022).

La magnitud de la inversión se vuelve aún más desafiante por la transición energética global, que acorta la ventana de oportunidad para monetizar los recursos hidrocarburíferos. El gas conserva cierto margen como combustible de transición, pero el petróleo lo tiene más acotado. Además, la explotación masiva de hidrocarburos impacta en las emisiones fugitivas y del refino, lo que compromete los compromisos asumidos por Argentina en su NDC.

Por último, las inversiones en producción y transporte de hidrocarburos no convencionales conllevan riesgo de carbon lock-in, es decir la persistencia de sistemas tecnológicos intensivos en carbono que dificultan la adopción de alternativas de menor emisión. Esto no solo ralentizaría la transición energética, sino que también podría impedir que el país aproveche las oportunidades ligadas a las tecnologías verdes, que permitirían reducir impactos ambientales y desarrollar ventajas comparativas dinámicas en las cadenas de valor globales.

***

3. Desbloquear la transición verde: desafíos para superar el carbon lock-in y la dependencia de trayectoria

A partir de los compromisos asumidos por Argentina en su NDC, se hace hincapié en la necesidad de avanzar hacia una transición energética y, en un sentido más amplio, hacia un proceso de transición verde, definida como cualquier cambio orientado a reducir la huella ecológica de las empresas mediante la disminución de emisiones de GEI, el menor consumo de energía y otros recursos naturales, o la mitigación del impacto sobre la biodiversidad (De Marchi et al. , 2019). Ello implica un cambio que permita desacoplar el crecimiento económico del consumo de energía y materiales.

En un sistema energético y tecnológico basado en combustibles fósiles, como el argentino, donde estos explican el 85% de la oferta total, y con un transporte fuertemente concentrado en camiones y vehículos de combustión interna, la adopción masiva de energías

renovables y vehículos eléctricos exige costosas modificaciones en las redes eléctricas y en la flota vehicular, además de afrontar retos de economía política que se abordarán más adelante. Aunque entre 2009 y 2019 los precios de la electricidad solar fotovoltaica cayeron un 89% y los de la eólica un 70%, los precios de mercado de las fuentes renovables permanecen, generalmente, por encima de los de los fósiles (Roser, 2020).

Para sustituir los combustibles fósiles y los vehículos de combustión interna, Argentina debería retirar gradualmente su uso, asumiendo costos financieros, en la medida en que esos activos no estén totalmente amortizados. A diferencia de las economías desarrolladas, Argentina — como otros países en desarrollo — dispone de recursos económicos más limitados, lo que condiciona la amplitud de sus opciones energéticas. Por ello, los incentivos económicos para la transición energética suelen prevalecer sobre las consideraciones climáticas de largo plazo (Moore, 2018).

En este contexto, Hochstetler (2020) señala, al analizar las transiciones en Brasil y Sudáfrica, que las fuerzas de mercado difícilmente impulsarán una transición baja en carbono cuando los combustibles fósiles siguen siendo abundantes y están ampliamente difundidos, como ocurre en Argentina; de ahí la necesidad de un apoyo estatal decidido.

En la misma línea, Landini et al. (2020) sostienen que las políticas de ámbitos como energía, ciencia, tecnología e industria deben alinearse y co-crearse entre las esferas energética-ambiental e industrial. Según Hochstetler (2020), cuando los problemas abarcan distintos dominios, las iniciativas de uno pueden minar la eficacia de otro. Por ejemplo, en renovables puede existir un dilema entre desplegar proyectos rápida y económicamente y, a la vez, desarrollar una industria nacional — cuyo costo adicional encarece la primera opción —. La expansión veloz de renovables suele depender de bienes y proveedores importados, lo que choca con la creación de capacidades locales. De ahí la importancia de coordinar instrumentos de política de distintos sectores (Lütkenhorst et al. , 2014).

En este escenario, Lütkenhorst et al. (2014) subrayan que la transición sostenible requiere fuertes inversiones iniciales en nuevos recursos; ante la presencia de carbon lock-in, establecer políticas para de rentas resulta fundamental para incentivar esas inversiones verdes. Las rentas de política pueden ser un instrumento potente para promover cambios estructurales, sobre todo en sistemas energéticos.

No obstante, cuando la oferta eléctrica descansa en fósiles, el sector correspondiente tiene intereses contrarios al desarrollo de fuentes verdes. Los sectores fósiles ejercen gran influencia estructural y movilizadora, anclados en infraestructuras físicas, instituciones sociales, dinámicas de poder político y normas vigentes (Unruh, 2000). Por ello, gestionar la transición hacia economías más sostenibles mediante la creación y posterior retiro de rentas plantea desafíos notables (Schmitz et al. , 2015). Unruh (2000) muestra cómo el carbon lock-in se arraiga a nivel micro de la firma y se consolida con infraestructuras, estándares y redes a nivel meso, hasta convertirse en un diseño dominante, reforzado por políticas estatales. Estos problemas son especialmente críticos en los países de renta media y en desarrollo, donde los motores económicos son prioritarios y pueden, o no, coincidir con los objetivos climáticos que motivaron a muchos pioneros de las economías avanzadas (Hochstetler, 2020).

***

Consideraciones finales

El presente estudio expuso la paradoja que enfrenta Argentina: dispone de abundantes recursos fósiles que hoy sostienen la balanza comercial, pero a la vez ha asumido compromisos climáticos que exigen una reducción drástica de emisiones para 2030 y la neutralidad de carbono en 2050. La fuerte dependencia del gas y el petróleo otorga ventajas de corto plazo, entre ellas la posibilidad de proveer recursos energéticos al mercado internacional y generar divisas que alivien la restricción externa. Cuando el gas reemplaza al carbón o al fuel oil, la intensidad de GEI disminuye en torno a 40%, por lo que su uso como combustible de transición puede contribuir a la reducción de emisiones globales. Sin embargo, la evidencia muestra que la expansión de infraestructura fósil tiende a fijar trayectorias tecnológicas y políticas difíciles de revertir. El riesgo de carbon lock-in, sumado a la captura de rentas por actores incumbentes, podría demorar las inversiones en energías renovables y así comprometer los objetivos climáticos.

Para transformar los ingresos de Vaca Muerta en un catalizador de la descarbonización, las rentas hidrocarburíferas deberían nutrir un fondo de transición que financie acciones y estrategias coordinadas entre las políticas de ciencia, tecnología e innovación y las políticas energéticas. Estas iniciativas deben insertarse en una estrategia de desarrollo que combine crecimiento sostenido y mayor inversión pública en infraestructura (Medeiros y Majerowicz, 2024). No obstante, su implementación enfrenta el desafío de un gobierno de orientación liberal que limita el gasto público y reduce la intervención estatal.

En síntesis, Argentina cuenta con un sector energético capaz de generar divisas y aportar GNL al mundo como combustible de transición, pero el éxito dependerá de usar esas ventajas para acelerar la descarbonización, y no para prolongar la dependencia fósil. La ventana de oportunidad es limitada: cuanto antes se conviertan las rentas del gas en infraestructura y capacidades verdes, menor será el costo futuro de cumplir los compromisos climáticos y mayor la probabilidad de que la energía se transforme en motor de un desarrollo sostenible e inclusivo.

***

Referencias

Arceo, N. , Bersten, L. , & Wainer, A. (2022). La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidad de la matriz energética en Argentina. Disponible en:

BP Energy Outlook. Extraído de:

CAMMESA. (2022). Indicadores de generación eléctrica: Datos 2021. Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A.

De Marchi, V. , Di Maria, E. , Krishnan, A. , & Ponte, S. (2019). Environmental upgrading in global value chains. Handbook on Global Value Chains, 310–323.

Di Sbroiavacca, N. (2013). Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. Fundación Bariloche: Documento de Trabajo.

Hochstetler, K. (2020). Political Economies of Energy Transition: Wind and Solar Power in Brazil and South Africa (1st ed.). Cambridge University Press.

International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024 IEA.

Iannuzzi, L. , & Scarpinelli, P. (2021). Avanzando con un enfoque regional hacia la movilidad eléctrica en América Latina.

Karl, T. L. (1997). The paradox of plenty: Oil booms and petro-states (Vol. 26). Univ of California Press.

Landini, F. , Lema, R. , & Malerba, F. (2020). Demand-led catch-up: a history-friendly model of latecomer development in the global green economy. Industrial and Corporate Change, 29(5), 1297-1318.

Lema, R. , Fu, X. , & Rabellotti, R. (2021). Green windows of opportunity: Latecomer development in the age of transformation toward sustainability. Industrial and Corporate Change, 29(5), 1193–1209.

Lütkenhorst, W. , Altenburg, T. , Pegels, A. , & Vidican, G. (2014). Green industrial policy: Managing transformation under uncertainty. Deutsches Institut für Entwicklungspolitik Discussion Paper, 28. DOI: 10. 13140/2. 1. 1706. 7529

Mazzucato, M. (2018). Mission-oriented innovation policies: challenges and opportunities. Industrial and corporate change, 27(5), 803-815.

Medeiros, Carlos Aguiar de, and Esther Majerowicz (2024). Contemporary Industrial Policy and Challenges to South America and Brazil. Brazilian Journal of Political Economy 45 (1): 126-43. Disponible en:

Moore, S. (2018). Sustainable Energy Transformations, Power, and Politics. Routledge Studies in Energy Transitions. New York: Routledge.

Nercesian, F; Strada, J. ; Letcher, H. (2022). Política energética, evolución del sector y desafíos del mercado de hidrocarburos en Argentina. Análisis del desarrollo del sector desde la privatización de YPF hasta la actualidad. Centro de Economía Política Argentina, Recuperado de: https: //mcusercontent. Com/e9c6f62a4dc825f6a9dab4e88/files/308066e4-d8d6-ce70-6e8c-8846cf5fd356/2022. 03. 30_ Informe_Hidrocarburos_VF. Pdf. Access in: 16 oct 2023.

Organisation for Economic Co-operation and Development. (2015). The economic consequences of climate change. OECD Publishing. Disponible en:

Pegels, A. , Vidican-Auktor, G. , Lütkenhorst, W. , & Altenburg, T. (2018). Politics of green energy policy. The Journal of Environment & Development, 27(1), 26-45.

Pierson, P. (2000). Increasing returns, path dependence, and the study of politics. American political science review, 94(2), 251-267.

Roser, M. (2020). Why did renewables become so cheap so fast? Publicado online en ourworldindata. Org. Recuperado de:

Schmitz, H. , Johnson, O. , & Altenburg, T. (2015). Rent management–the heart of green industrial policy. New Political Economy, 20 (6), 812-831.

Serrani, E. , & Barrera, M. A. (2023). Renewable Energies in Argentina: The Challenge of Articulating the Energy Transition with the Economic Development Model. In Energy Transitions in Latin America: The Tough Route to Sustainable Development (pp. 177-193). Cham: Springer International Publishing.

Seto, K. C. , Davis, S. J. , Mitchell, R. B. , Stokes, E. C. , Unruh, G. , & Ürge-Vorsatz, D. (2016). Carbon lock-in: types, causes, and policy implications. Annual review of environment and resources, 41(1), 425-452.

Sovacool, B. K. , Linnér, B. O. , & Goodsite, M. E. (2015). The political economy of climate adaptation. Nature Climate Change, 5(7), 616-618.

Sovacool, B. K. (2016). How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. Energy research & social science, 13, 202-215.

Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. Energy policy, 28(12), 817-830.