

**Transición energética en Colombia:
Política, costos de la carbono-neutralidad acelerada y papel del gas
natural**

**Director
Juan Benavides**

**Sergio Cabrales
Martha Elena Delgado**

29 de Agosto de 2022



Transición energética en Colombia:
Política, costos de la carbono-neutralidad acelerada y papel del gas natural

Juan Benavides (director)

Sergio Cabrales

Martha Elena Delgado

29 de agosto de 2022

Resumen y mensajes centrales

El debate público internacional sobre la transición energética se caracterizó en la década anterior por el gran entusiasmo creado con la reducción de los costos de la generación eléctrica solar y eólica. Se asumía que se pasaría velozmente a un mundo de energía dominada por la electricidad renovable y con consumos intermedios y finales electrificados, Las orientaciones para la transición se trasplantaron de las fórmulas de los países desarrollados.

Con los años se han hecho claros los costos de ajuste y de adopción de nuevas tecnologías. Un número creciente de analistas ya entiende las velocidades realistas de la transición y el papel del gas natural. *Durante dos décadas por lo menos, no puede esperarse que toda la energía se electrifique, ni que toda la electricidad se produzca con energías renovables poco densas e intermitentes.*

Los cortes de las exportaciones gas de Rusia a Europa occidental, que llevaron a formalizar al gas natural como combustible verde en la Unión Europea, y la activación de las plantas a carbón en Alemania, ambos hitos sucedidos en julio de 2022 muestran la importancia del pragmatismo, y de tener un enfoque de portafolio en la oferta de energía, sin perjuicio de impulsar las energías limpias.

Este trabajo plantea una política de transición energética que parte de diferenciar las anteriores transiciones energéticas mundiales y la actual, y las tareas de transición de países desarrollados y Colombia.

Las diferencias con los países desarrollados surgen (i) porque Colombia no ha contribuido sustancialmente a la formación del acervo de gases de efecto invernadero (GEI) ni contribuye a los flujos actuales de emisiones en proporción superior a la de su participación en la población mundial; (ii) porque la mayoría de las emisiones de Colombia no se originan en la producción ni en el consumo de energía, sino en el sector de la agricultura, forestal y cambio de uso del suelo (55.6% del total de emisiones netas en 2028); (iii) porque el país es deficitario en energía firme para generación eléctrica, y el desmantelamiento de las plantas térmicas y su sustitución por tecnologías más limpias pero con menor firmeza tiene costos exorbitantes para lograr altos niveles de confiabilidad; (iv) por las necesidades de aumentar el consumo de energía para crecer y resolver problemas de equidad.

En este punto de partida, se examinan la relación entre energía, emisiones y crecimiento económico y las velocidades de cambio tecnológico en demanda y oferta que se pueden implementar con rentabilidad positiva, por un lado, y luego calculan las pérdidas macroeconómicas y los costos de desmantelar la generación térmica existente que resultarían de adoptar una velocidad de descarbonización más rápida que la rentable.

Posteriormente, se examina el papel indispensable del gas natural como combustible del sistema energético -no de transición-, y finalmente propone políticas públicas y regulación para la transición.

Los mensajes centrales se desarrollan como respuestas a cuatro preguntas: ¿Cuál debe ser la política pública para la transición energética en Colombia? ¿Cuáles son las velocidades plausibles del consumo de energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y del PIB? ¿Cuáles serían los costos de una descarbonización acelerada? ¿Qué papel debe jugar el gas natural en la transición energética de Colombia?

Estas preguntas se responden a continuación:

¿Cuál debe ser la política pública para la transición energética en Colombia?

Reelaborando el punto de partida, por el bajo consumo de energía per cápita, bajas emisiones relativas y totales bajas a nivel mundial, y porque la mayoría de sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) no provienen de la producción y consumo de energía, sino de actividades vinculadas a la agricultura, el sector forestal y el cambio de uso del suelo, la transición energética de Colombia debe ser distinta de la de los países industrializados. Además, en Colombia hay una brecha de necesidades de consumo de energía que se debe llenar para salir de la trampa de ingreso medio, reducir la pobreza y la vulnerabilidad energética, y convertirse en una economía más diversificada y con mayor contenido tecnológico.

El importante y positivo impulso a las fuentes no convencionales de energía renovable debe acompañarse de una política de suministro de energía con *un enfoque de portafolio diversificado*.

La política energética en nuestro país debe promover el crecimiento, el bienestar y la equidad. El portafolio debe suministrar energía cada vez más limpia en una senda que respete las siguientes restricciones: (i) fiscales, (ii) de rentabilidad de las inversiones, (iii) de velocidad de adopción de tecnologías, y (iv) de aseguramiento de la seguridad y continuidad del abastecimiento en un entorno de incertidumbres crecientes en el clima (que exigirán aportes cada vez más predecibles en la producción de electricidad) y en los mercados mundiales de energía.

Las exportaciones de combustibles fósiles y las rentas de la producción de combustibles son recursos que deben financiar la construcción de capital humano, la investigación y desarrollo para cambiar la estructura sectorial, y construir infraestructura más verde.

¿Cuáles son las velocidades plausibles del consumo de energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y del PIB?

Con ayuda de un modelo estilizado de evolución de la economía, la energía y las emisiones, se encuentra un aumento del consumo de energía a una velocidad superior a la de descarbonización en una primera fase de 10 años, situación que se revertiría en los siguientes 20 años. Se llegaría en 2050 a un ingreso per cápita de US\$13.000/habitante, similar al PIB/habitante actual de Chile. La senda de emisiones totales por concepto de energía tendría en forma de U invertida, llegando a 122 millones de toneladas en 2030, y reduciéndose a 102 millones de toneladas en 2050. Estos cálculos asumen que las tecnologías se adoptan y escalan cuando tienen costos y riesgos inferiores a los de las tecnologías existentes.

¿Cuáles serían los costos de una descarbonización acelerada?

Es importante examinar los impactos económicos de forzar tecnologías que no cumplen con las condiciones de rentabilidad y riesgo mencionadas en el párrafo anterior, y de dismantelar activos que no se han depreciado y que sirven funciones críticas en condiciones de *stress* al sistema energético.

Los costos de la descarbonización acelerada en producción y consumo de energía llegan por cuatro canales: en primer término, por la *reducción de los ingresos fiscales* (impuestos y regalías) en el nivel central y las entidades territoriales; en segundo lugar, por los *sobrecostos de excluir al gas natural* de la matriz energética y por los *costos de transición justa* en regiones productoras de hidrocarburos; en tercer lugar, por los *costos de adopción* de nuevas tecnologías en el lado de la demanda, con menor relación desempeño/costo, lo que reduce la eficacia de la formación bruta de capital fijo; en cuarto lugar, por los *costos de reemplazo* por tecnologías más limpias en el lado de la oferta, que suministren los mismos servicios (confiabilidad, continuidad, firmeza) que las tecnología térmicas.

Los principales resultados de las estimaciones para los canales tres y cuatro son: (i) entre 2023 y 2030, la reducción del PIB por obligar a una fracción de la nueva inversión en maquinaria y equipos a realizarse bajo condiciones de baja rentabilidad y/o baja confiabilidad para acelerar la descarbonización podrá variar entre 0,23-0,27% anual. Con una tasa de descuento del 7%, el valor presente de PIB que se perdería por esta política sería de USD\$ 10,75 mil millones en el mismo período; (ii) el costo de *dismantelar* toda la generación térmica existente (valor de los activos encallados) ascendería a US\$ 2,34 mil millones; (iii) el CAPEX de *reemplazar* la generación térmica existente con generación eólica ascendería a US\$ 38,9 mil millones.

Los costos de reemplazar plantas que proveen energía firme durante períodos de baja hidrología en Colombia por plantas no despachables que carecen del atributo de firmeza son descomunales y solo tendrían un impacto de tercer orden de magnitud en reducción de las

emisiones de GEI. Esto refuerza la necesidad de una expansión que respete las restricciones de construcción de portafolio en diferentes frentes (costos, seguridad, etc.).

¿Qué papel debe jugar el gas natural en la transición energética de Colombia?

El gas natural es versátil (puede servir de vector energético y consumirse en estado líquido y gaseoso) y tiene menores emisiones de GEI por unidad energética que todos los demás combustibles fósiles. Es un producto progresivamente transable y sus cadenas de oferta (producción, transporte por ductos, barco o camión), redes de distribución ampliamente desplegadas) suministran energía densa para una diversidad de usos finales. Las tecnologías de oferta y demanda de gas tienen una amplia tradición de ingeniería y se pueden diseñar de manera modular.

Las tecnologías de consumo intermedio y final de gas pueden reemplazar diversos usos más contaminantes sin pérdida de confiabilidad y en la mayoría de los casos, a menor costo. El gas natural se ha convertido en el combustible de mayor crecimiento proyectado a nivel mundial tanto en consumo intermedio como final, puede reemplazar paulatinamente al carbón y a los combustibles líquidos y es un insumo clave para la producción de productos petroquímicos.

En Colombia, el gas natural tiene la capacidad de: (i) proveer *firmeza* en generación eléctrica a costos bajos y con menores emisiones relativas que la generación con otros combustibles; (ii) apoyar una política agresiva de reemplazo y chatarrización de las flotas más antiguas de transporte urbano que consumen diésel, con amplios cobeneficios en reducción de material particulado; (iii) apoyar una política de eficiencia energética para usos térmicos directos e indirectos en distritos térmicos y con un foco en las pymes, lo que además traería como cobeneficio una mayor competitividad de las firmas consumidoras; (iv) estimular modelos de gestión de recursos energéticos descentralizados a través de microturbinas, para dar soluciones locales y de venta de excedentes en las redes eléctricas; (v) desarrollar productos petroquímicos de alto valor agregado y demanda mundial, como la urea, por ejemplo y (vi) ayudar a reducir la pobreza y la vulnerabilidad energética.

Las medidas para orquestar la presencia del gas natural en la canasta energética de Colombia incluyen:

Establecer en el PND 2022-2026 y con mensaje de urgencia, la importancia del gas natural en el bienestar y el crecimiento del país, y el compromiso del Gobierno para apoyar su desarrollo.

En el lado de la oferta, se debe estimular la adición de reservas de gas natural doméstico en condiciones técnicas rigurosas, complementadas por importaciones que no estén sujetas a decisiones discrecionales de abastecimiento.

En el lado de la demanda, facilitar financiación de la eficiencia energética en usos finales; y promover el ingreso de vehículos a Gas Euro 6 en transporte vial de carga y transporte masivo urbano, que son nichos de alto impacto y alta velocidad de despliegue.

En regulación, se debe impulsar la creación de un mercado único de gas natural con la integración comercial y física mediante gasoductos e interconexiones de transporte de los submercados de la Costa y del Interior, con ganancias de escala y aumento de la competencia; desarrollar una regulación que remunere la red nacional de gasoductos; desplegar agilidad regulatoria y liberalizar el mercado de comercialización.

*

El resto de este documento está compuesto por cinco capítulos. El Capítulo 1 discute la transición energética mundial. El Capítulo 2 discute la naturaleza de una transición realista ajustada al contexto de Colombia. En contraste con el Capítulo 2, el Capítulo 3 realiza ejercicios de orden de magnitud para examinar el impacto económico de una descarbonización acelerada. El Capítulo 4 examina el papel del gas natural en la transición energética de Colombia. Finalmente, el Capítulo 5 propone políticas públicas y regulación para la transición.

*

En balance, la transición de Colombia debe abrazar tecnologías limpias rentables, aumentar el consumo de energía por habitante, adoptar una política de portafolio para desarrollar sus recursos energéticos, proclamar una política de apoyo al desarrollo del gas natural por las dos décadas siguientes, no deteriorar la capacidad productiva de las nuevas adiciones en capital en manufactura y equipos con tecnologías distantes de la frontera comercial en el lado de la demanda, no desmantelar activos que provean servicios esenciales y cuyo reemplazo sería muy costoso por unidad de GEI removida. Además, debe aumentar el fondeo para investigación y desarrollo en energía, estructurar fondos de financiación combinada, innovar en modelos de negocios y de atención de zonas no interconectadas, impulsar el aprovechamiento de la biomasa residual en los entornos rurales, y prepararse para la transición justa en regiones productoras de carbón térmico. (Benavides 2022).

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL MUNDO

CAPÍTULO 2. TRANSICIÓN ENERGÉTICA CONTEXTUALIZADA A COLOMBIA

CAPÍTULO 3. IMPACTO ECONÓMICO DE UNA CARBONO-NEUTRALIDAD ACELERADA

CAPÍTULO 4. EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE COLOMBIA

CAPÍTULO 5. PROPUESTAS DE POLÍTICA PÚBLICA Y REGULACIÓN

Capítulo 1. La transición energética en el mundo¹

1.1. Energía como portafolio

Un portafolio de oferta de energía debe balancear costos de producción, costos de almacenamiento y transporte, riesgo de disponibilidad, coherencia de densidad energética entre fuentes y usos finales, emisiones de gases contaminantes de impacto local y global, continuidad del servicio, y agotamiento de fuentes. Los atributos de cada fuente de energía son variados e incluyen, por lo menos, los que discuten en la Tabla 1.

Tabla 1. Comparación de los energéticos: no existe una solución dominante

Fuente	Costo de producción	Costo de almacenamiento y transporte	Riesgo de disponibilidad	Densidad de energía y potencia	Contaminación por GEI	Agotamiento
Hidroelectricidad	Competitivo	Embalses Costo de transmisión que dependen poco del volumen energético	Bajo con embalses mensuales o superiores	Baja	Baja	No
Termoelectricidad	Competitivo en los picos y en ausencia de otras fuentes	Contratos de suministro ídem	Bajo	Baja	Alta	Sí a largo plazo
Electricidad renovable no convencional	Competitivo cuando está disponible	No competitivo ídem	Alto	Baja	Baja	No
Baterías	-	No competitivo	Restringida a duración de la batería	Baja	Baja	No
Carbón	Competitivo en industria	Competitivo	Bajo	Alta	Alta	Sí a largo plazo
Gas natural	Competitivo en industria	Competitivo	Bajo	Alta	Media	Sí a largo plazo
Gasolina y diésel	Competitivo en transporte a largas distancias	Competitivo	Bajo	Alta	Alta	Sí a largo plazo
Hidrógeno	No competitivo	No competitivo	Bajo	Alta	Baja	No
Nuclear	Competitivo	No competitivo; debe volverse electricidad	Bajo	Baja	Baja	No

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 1, no existe una única fuente o tecnología energética que sea preferible sobre las demás en todos los atributos. En transporte interurbano o intercontinental, se requiere densidad volumétrica de energía y la fuente eficiente en el corto y mediano plazo son los combustibles líquidos y el gas. En la manufactura se prefieren

¹ Benavides et al (2021).

tecnologías confiables y económicas en toda la cadena de producción. Las tecnologías renovables no convencionales (eólica y solar fotovoltaica) no pueden suministrar energía continua ni predeciblemente, a pesar de sus ventajas de costo y reducción de emisiones, y tienen una baja densidad por área. Los costos de almacenamiento de electricidad (baterías de potencia superior a 1 MW) actuales son 5 o 6 veces más altos que el de la energía promedio. El hidrógeno es un vector energético que no se encuentra en forma libre y debe producirse por electrólisis del agua (proceso que consume energía) o por procesos químicos en refinerías o biorrefinerías, sin que pueda sustituir generalizadamente al gas natural. Con la presencia de choques económicos, geopolíticos climáticos y sociales cada vez más frecuentes, la diversificación de fuentes primarias es crucial para evitar la pérdida de continuidad del suministro, que tiene impactos debilitantes para la economía e impactos grandes sobre la pobreza.

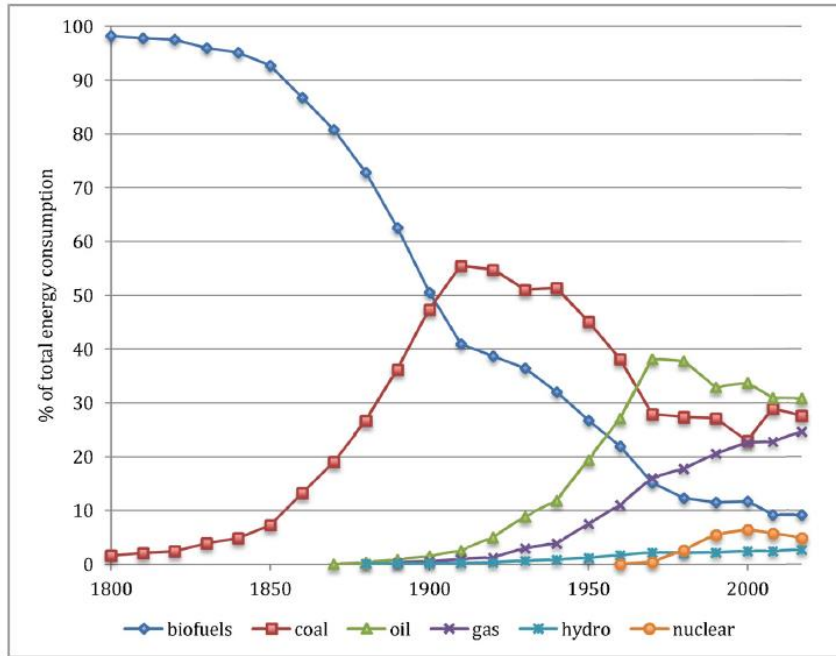
1.2. Las características de las transiciones energéticas en la historia: cambios en porcentajes, pero no en niveles totales de uso

Nadie pone en duda la importancia de contribuir a la descarbonización de la economía. Colombia debe persistir en la financiación climática, continuar con las emisiones de bonos verdes privados y soberanos, promover la adopción de la Taxonomía Verde, impulsar la estructuración de proyectos rentables y poner en marcha los instrumentos y vehículos para cerrar la brecha entre oferta y demanda de financiación.

Sin embargo, se debe tener una visión amplia sobre el alcance de lo que se puede y debe hacer en materia de descarbonización en el sector de energía. Existe gran confusión y desinformación sobre la inercia de los procesos de producción y consumo de energía, y el realismo de las oportunidades, lo que genera expectativas infladas sobre la factibilidad y la velocidad de la transición actual. Parte de la confusión aparece cuando se analiza solamente la participación porcentual de los diferentes energéticos, y no los números totales, que son tercios.

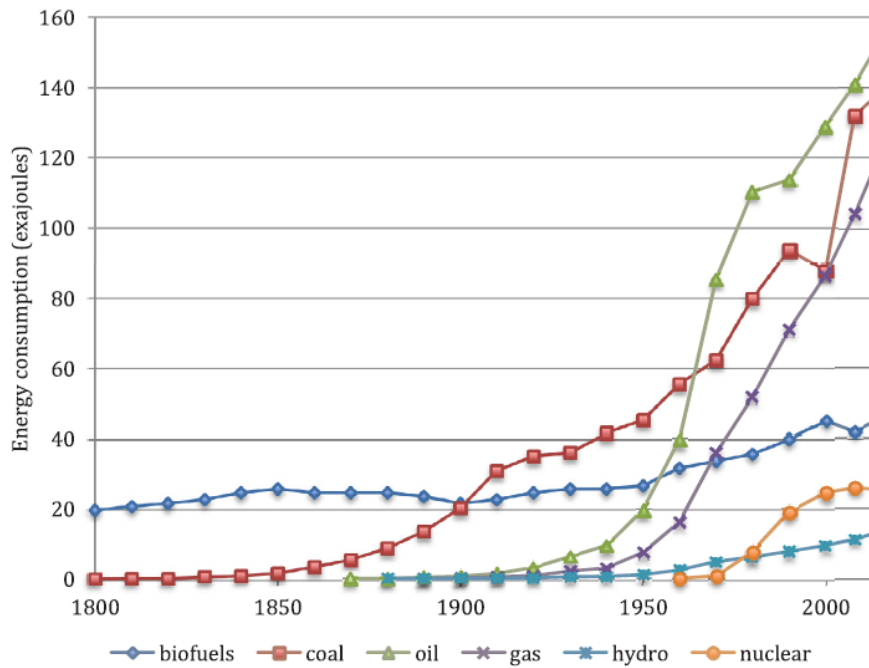
La Gráfica 1 muestra la evolución de los consumos energéticos en porcentajes (con quiebres bruscos) y la Gráfica 2 muestra la evolución en cifras totales.

Gráfica 1. *Porcentaje del consumo energético global por fuente entre 1800 y 2017*



Fuente: York y Bell (2019).

Gráfica 2. *Total del consumo energético global por fuente entre 1800 y 2017*



Fuente: York y Bell (2019).

Las transiciones anteriores en cambios porcentuales no han sido motivadas por la necesidad de *eliminar* un combustible existente, sino para *añadir* las ventajas de *nuevos energéticos en nuevos usos*. Las ventajas de los 'combustibles antiguos' NO desaparecen en la producción ni en la mayoría de los nichos de consumo con la llegada de los 'combustibles nuevos'. Esto introduce la inercia en los consumos totales, que se magnifica por el crecimiento absoluto de la población y del PIB per cápita. A pesar de los decrecimientos porcentuales del consumo de carbón desde 1910 y del petróleo a partir de 1970, el consumo total de combustibles fósiles sigue creciendo.

A diferencia de las anteriores transiciones porcentuales, la actual transición energética está motivada por el cambio climático, buscando *reducir porcentajes y niveles de consumo de hidrocarburos al tiempo*. Un cambio de este tipo no tiene precedentes en la historia de la humanidad y el costo de lograrlo es elevadísimo si fuera factible. Atendiendo a la historia, es plausible que se logren importantes cambios en la penetración porcentual y total de las fuentes más limpias, *pero no toda la energía se va a electrificar, ni toda la electricidad se va a producir con fuentes renovables*. La electricidad renovable intermitente y de baja densidad y el hidrógeno no pueden sustituir rápida ni universalmente el consumo final de transporte a largas distancias o los usos actuales térmicos en la industria y el comercio.

Smil (2020) plantea que 'el discurso público de la transición energética que se está desarrollando ha sido mal definido, a menudo está mal informado y es engañoso, y es casi siempre ahistórico y abrumadoramente irreal'. Smil (2020) plantea seis discusiones fundamentales sobre las transiciones energéticas, que se resumen brevemente a continuación:

- No hay nada nuevo en las transiciones energéticas. El motor de las transiciones no proviene de las fuentes primarias, sino en los artefactos que las pueden usar. Por ejemplo, la evolución de la máquina a vapor a la turbina a vapor y máquinas de combustión interna y a los motores ha jalonado el uso de energéticos más convenientes y limpios (del carbón al petróleo al gas natural a la electricidad).
- Todas las transiciones anteriores han sido específicas, pero la actual no tiene antecedentes. En el pasado, las economías más grandes (China, Estados Unidos, Rusia) han seguido un patrón común al migrar porcentualmente de la madera al carbón a los hidrocarburos, y a una mayor participación de la hidroelectricidad y la energía nuclear), mientras que otros países nunca han tenido industrias sustanciales de carbón o hidroelectricidad. Las tasas de electrificación han sido muy disimiles entre países (casi mil millones de personas carecen de electricidad en la actualidad). La actual transición no tiene precedentes por las aspiraciones de velocidad, la escala requerida y la apuesta poco

informada a las fuentes intermitentes de baja densidad de energía y de potencia como la solución definitiva y desde el lado de la oferta.

- La descarbonización no tendrá lugar por motivos de escasez de fuentes primarias o precios excesivos de la energía, o por la necesidad de atender racionamientos, o por baja confiabilidad. En un país desarrollado como Estados Unidos, el alto consumo de energía per cápita se facilita porque la energía solo representa el 5% de todo su ingreso disponible. La amplia disponibilidad de combustibles fósiles ha potenciado su oferta. Las eficiencias de las industrias intensivas en energía han sido profundas. Por ejemplo, los mejores hornos a gas tienen una eficiencia del 97%, en comparación con una eficiencia del 50% de los hornos a carbón de hace 70 años. El abandono de fuentes abundantes, confiables y baratas está motivado por eliminar a los combustibles fósiles de la oferta mundial de energía. Las metas de llegar a economías libres de carbono en 10 años son irreales porque ignoran (i) la escala de la descarbonización requerida y (ii) las necesidades de mayor consumo de energía. La humanidad, especialmente los países en desarrollo, requiere cada vez más energía por habitante.
- Las reducciones de emisiones, incluso las modestas, son difíciles de lograr por la dependencia de los usos finales en los combustibles fósiles y porque las energías renovables no están en capacidad de asumir la totalidad de los incrementos de demanda en energía. En 2018, las emisiones globales de CO₂ fueron de 34 Gt, mientras que, en 1992, el año de la primera convención sobre cambio climático, fueron de 21.4 Gt. En los últimos 30 años de discusiones y acuerdos internacionales de política climática, no ha habido descarbonización. Los combustibles fósiles, de manera agregada, han aumentado su producción en 55% entre 1992 y 2018.
- La civilización global es altamente dependiente de los combustibles fósiles y la demanda futura de carbón y de combustibles líquidos aumentará en los países de ingreso medio y bajo. En 2018, el consumo de energía per cápita en Estados Unidos fue de 295 GJ, en Japón fue de 150 GJ, en China fue de 25 GJ, y en la India fue de 15 GJ. El consumo de Colombia fue de 36 GJ en 2021. Los países desarrollados están en condiciones de reducir su consumo de energía per cápita sin afectar su crecimiento, pero los países en desarrollo consumen en muy poca energía per cápita y aumentarán en este indicador. Por ejemplo, el Reino Unido disminuyó sus emisiones de CO₂ en 33% entre 1991 y 2018, pero la reducción absoluta de 190 Mt de CO₂ fue contrarrestada por las emisiones de la India en menos de 2 años entre 2016 y 2018, por valores superiores a los 200 Mt.

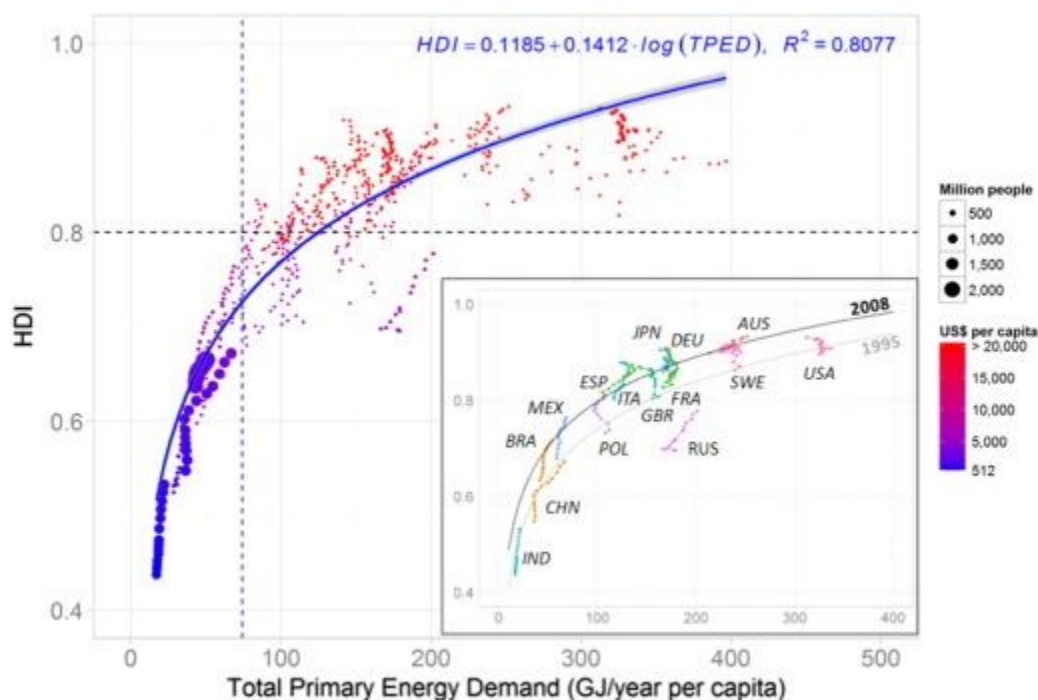
- Una fracción de la descarbonización es factible comercialmente, pero no hay tecnologías para sustituciones de gran densidad de energía o potencia en el mediano plazo. Algunos países han invertido grandes cantidades de renovables e importan el respaldo por líneas de transmisión (Dinamarca y Alemania), de forma que la parte visible del portafolio luce más limpio que lo que realmente es. Las baterías de mayor densidad alcanzan los centenares de MW y pueden reinyectar electricidad a la red de alto voltaje hasta por 2 horas, mientras que las necesidades de una ciudad grande exceden los 1,000 MW por 24 horas y sus costos todavía no se pagan.

Capítulo 2. Transición energética contextualizada a Colombia

2.1. Necesidad de aumentar el consumo de energía y alcance del esfuerzo de descarbonización

La energía se usa en todos los sectores económicos y es indispensable en el bienestar de los individuos. La experiencia internacional encuentra una correlación positiva alta entre consumo de energía y bienestar: los países con un consumo de 130 GJ o más por habitante muestran un índice de desarrollo humano sostenible superior a 0.8 (Ver Gráfica 3). Como se mencionó en la sección 1.2, Colombia tiene un consumo de 36 GJ/hab en 2020.

Gráfica 3. Consumo de energía per cápita e Índice de Desarrollo Humano



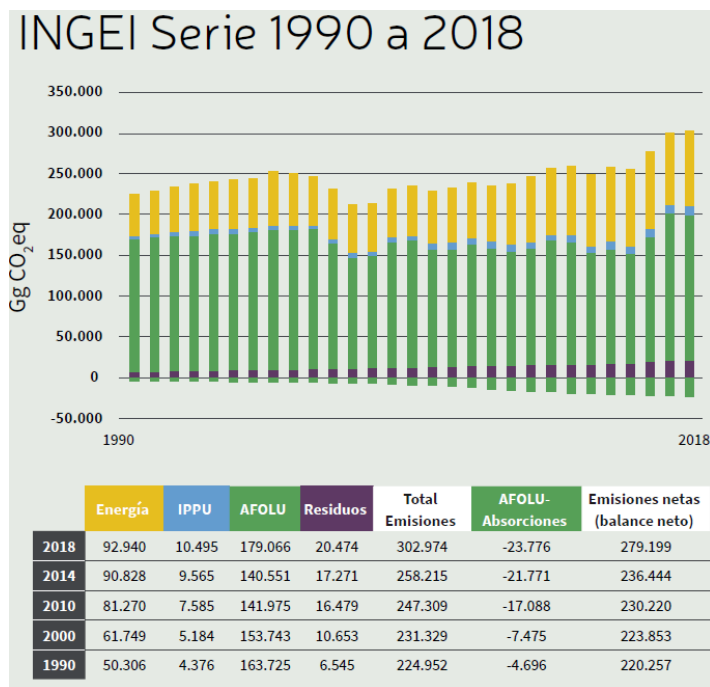
Fuente: Arto et al (2016).

Aunque la correlación entre consumo de energía per cápita y desarrollo de la Gráfica 3 no implica causalidad, en el caso de Colombia existe un abismo de necesidades de consumo de energía intermedia y final que se deben llenar para salir de la trampa de ingreso medio y convertirse en una economía industrializada.

Por nuestro bajo consumo de energía per cápita y altos niveles de pobreza asociados a privaciones de consumo de energía (pobreza energía), nuestras emisiones relativas bajas y porque la mayoría de las emisiones de GEI no provienen de la producción y consumo de energía (33.38%), sino del sector de agricultura, ganadería y cambio de uso del suelo (55,6%; (AFOLU, en inglés; ver Gráfica 4), la transición energética del país debe ser adecuada a

nuestro contexto, y el esfuerzo de descarbonización no debe venir principalmente del sector de energía.

Gráfica 4. Emisiones de CO₂eq de Colombia (MtCO₂eq y participación por sector)



Fuente: BUR 3. MADS, IDEAM, PNUD (2022).

2.2. Crecimiento, energía y emisiones de gases de efecto invernadero

¿Cómo se relaciona el incremento del consumo de energía por habitante con las emisiones de GEI por habitante y con el crecimiento por habitante?

Hay varios niveles de responsabilidad histórica y futura en la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI), que es la responsable del aumento de temperatura en el planeta:

- En el primer nivel están los países que se industrializaron en Europa y América del Norte con base en el uso del carbón, el petróleo y el gas natural desde el siglo XIX, y que seguirán siendo unos grandes emisores absolutos a pesar de sus políticas de reducción de emisiones por unidad de PIB o por habitante.
- En el segundo nivel están los países de ingreso medio y bajo que no son responsables fundamentales de la creación del acervo histórico de GEI, pero que contribuyen aceleradamente a su aumento actual, como China e India, con bajas emisiones de GEI por habitante, pero con una gran población.

- En el tercer nivel están los países de ingreso medio y bajo que no son responsables fundamentales de la creación del acervo pasado de GEI, y que no serán contribuyentes sustanciales a las emisiones totales.

Colombia es un actor de tercer nivel en esta clasificación. El gobierno nacional anunció en diciembre de 2020 el compromiso de Colombia de reducir en 2030 el 51% de las emisiones de 2020. Las actividades AFOLU (agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra) responden por el 55% de las emisiones, y la producción y uso de la energía responde por el 35%.

Cuando existen grandes oportunidades de ahorro energético, o existen las condiciones para cambiar radicalmente la estructura productiva hacia servicios o productos de mayor valor y menor intensidad energética, es posible crecer con menores consumos de energía y menores emisiones de GEI por habitante *al tiempo*. Pero, como en el caso del consumo de energía per cápita, la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero per cápita depende de la historia y las dotaciones iniciales. Además, estos dos cocientes no evolucionan de manera independiente.

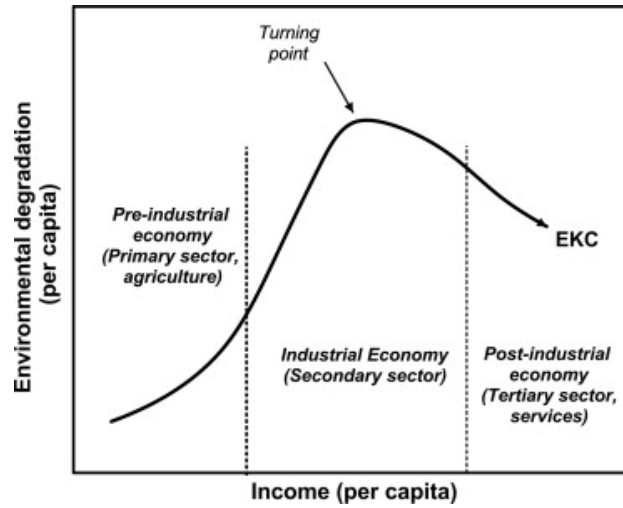
Existen inercias que dificultan el aplanamiento o reducción inmediata de las emisiones por habitante cuando se parte de un ingreso bajo por habitante. Algunas barreras son de tipo financiero (rentabilidad insuficiente de las nuevas tecnologías o reconversiones), o son imposibilidades técnicas. Otras son fallas de mercado y de percepción.

Los impuestos al carbono no inducen una migración instantánea a tecnologías más limpias por los costos ocultos de adopción (*hidden cost of technology adoption*)², y porque muchas inversiones en activos técnicamente eficientes como hornos y calderas que consumen combustibles fósiles no se han depreciado y tienen costos de capital (CAPEX) inferiores a las tecnologías más limpias.

Como se presenta en la sección 2.3, en Colombia, el balance de oportunidades e inercias mencionadas se reflejaría en un aumento del consumo de energía a una velocidad superior a la de descarbonización en la primera fase, configuración que se puede revertir en la segunda fase. Esta dinámica se conoce como la curva de Kuznets (U invertida), donde se pueden tener emisiones bajas por un escaso nivel de desarrollo o porque la producción es muy eficiente y está concentrada en sectores de gran valor y bajo consumo de energía (ver Gráfica 5).

² Vyborov (2019) plantea que “algunos estudios muestran que el precio inicial de un producto o tecnología es solo alrededor del 15 al 20 % de su costo total de propiedad (TCO en inglés). El 80-85 % restante se dedica al mantenimiento del rendimiento, la migración, el reemplazo y otros gastos indirectos. Descuidar (el costo oculto) es como tirar una moneda al aire a cambio de tomar una decisión empresarial.”

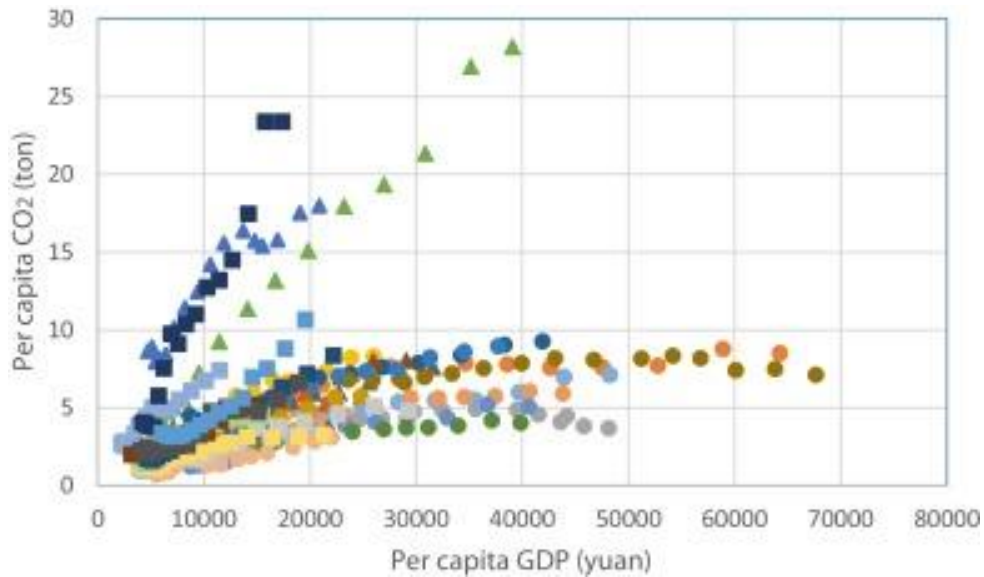
Gráfica 5. Curva de Kuznets hipotética



Fuente: Kaika y Zervas (2013).

La Gráfica 6 muestra una curva de Kuznets empírica 'leve' en China para el grupo de ciudades que iniciaron con emisiones por debajo de 5 toneladas de CO₂/habitante y con mayor exposición al comercio internacional, en una muestra de datos entre 1997 y 2012.

Gráfica 6. Relación entre PIB/hab y CO₂/hab en algunas ciudades chinas 1997-2012



Fuente: Kang, Y. K. et al. (2016).

2.3. Transición energética factible en Colombia: cifras

Se ha construido un modelo sencillo de escenarios, con la evolución de la población, el PIB, el consumo de energía por habitante y por unidad de PIB, y emisiones por unidad energética, con los siguientes parámetros, supuestos plausibles y resultados en orden de magnitud:

- En 2020, el consumo de energía primaria de Colombia fue 0,32% del total mundial (BP 2021), la mitad de nuestra participación en la población del planeta (0,65%). En 2018, las emisiones por energía del país fueron de 1,60 toneladas de CO₂ por habitante, mientras que las de Suecia, Alemania y España fueron de 3,54, 8,55 y 5,52 ton CO₂/habitante, respectivamente (Banco Mundial 2022). Somos magros en consumo de energía y en emisiones del consumo de energía porque venimos de una estructura productiva débil en manufactura, con una baja tasa de motorización (menos de 200 vehículos/habitante, contra niveles cuatro veces más altos de motorización en países industrializados), y con un porcentaje y el 42,5 de la población estaba en condición de pobreza en 2020. Colombia consume menos energía per cápita que el promedio latinoamericano y el promedio mundial (50 GJ/habitante), y el 70% de su generación eléctrica es limpia (hidroeléctrica). Adicionalmente, el porcentaje de emisiones acumuladas de GEI en toda la historia de Colombia es inferior al porcentaje dentro de la población actual del mundo. En 2021, Colombia tuvo una población de 50 millones de habitantes. Su consumo de energía per cápita fue 36 GJ/habitante, su PIB/habitante fue de US\$ 6000/habitante y, y sus emisiones per cápita debidos a la energía fueron 1.85 ton/hab.
- La Tabla 2 se construye con los siguientes supuestos: el PIB per cápita crece al 2,7%, la población al 1,1%, el consumo de energía por habitante al 5% entre 2021 y 2030, al 2,5% entre 2031 y 2040, y al 2,0% entre 2041 y 2050. Las emisiones per cápita crecen al 2% entre 2021 y 2030, decrecen al 2% entre 2031 y 2040, y decrecen al 1% entre 2041 y 2050.

Tabla 2. Evolución de la población, la economía, la energía y las emisiones de la energía de Colombia. Escenario básico³

Año	Población	GJ/CAP	PIB/CAP	PIB	CO ₂ /CAP	CO ₂ /GJ	PJ	CO ₂
2021	50	36	6000	300000	1,85	0,052	1800	93
2030	55	47	7626	420742	2,22	0,047	2592	122
2040	62	57	9954	612677	1,81	0,032	3524	111
2050	69	72	12993	892170	1,48	0,020	4967	102

Fuente: elaboración propia.

³ Unidades: Población en millones; energía per cápita en Giga Joules (GJ) por habitante; PIB per cápita en miles de US\$ por habitante; PIB en miles de millones de US\$; emisiones per cápita en ton CO₂ por habitante; emisiones por unidad de energía en toneladas por Giga Joule; energía total en Peta Joules (1 Peta Joule = 1 millón de Giga Joules); emisiones totales de CO₂ en millones de toneladas.

En esta simulación, Colombia:

- Llegaría en 2050 a un ingreso per cápita de US\$13.000/habitante, similar al PIB/habitante actual de Chile.
- Duplicaría en 2050 su consumo de energía per cápita, llegando a 72,3 GJ/habitante, similar al promedio mundial actual (71,5).
- Multiplicaría por 2,8 su consumo total de energía en tres décadas, mucho más que el escenario de mayor consumo -Actualización- propuesto por UPME para 2050
- Subiría inicialmente sus emisiones per cápita a 2,22 ton CO₂/habitante en 2030, que luego descenderían a 1,48 ton CO₂/habitante en 2050 (cinco veces menos que los niveles actuales de Alemania (8,56); o 2,5 veces menos que los actuales de Chile (4,60)).
- Reduciría las emisiones por unidad de energía *de manera persistente* en un 61%, pasando de 0,052 ton CO₂/GJ en 2021 a 0,020 ton CO₂/GJ en 2050.
- Tendría una senda de emisiones totales por concepto de energía en forma de U invertida, llegando a 122 millones de toneladas en 2030, y reduciéndose a 102 millones de toneladas en 2050.

El ejercicio sería consistente con las siguientes dinámicas de política pública y velocidades de la transición en diferentes variables:

- Primera fase. Con la reducción de la pobreza, el crecimiento de la clase media, el aumento de la formación bruta de capital fijo para construir una base industrial moderna y el aumento de las inversiones en infraestructura para descongestionar al capital privado, se requerirá expandir el consumo de energía más rápidamente que el crecimiento de la población. El consumo de energía per cápita de Colombia podría pasar de 36 GJ/habitante-año a 47 GJ/habitante-año en una década.
- Segunda fase: Una vez reducidas la vulnerabilidad y la pobreza energética, y se haya llegado a acervos de capital construido y capital público que faciliten el comercio y las economías de aglomeración, el consumo por individuo podrá crecer de manera más lenta, con reestructuraciones sectoriales basadas en cambio tecnológico, y con reestructuración de la vida urbana. El consumo de energía per cápita podría subir de 47 GJ/habitante-año en 2030 a 72 GJ/habitante-año en 2050.

Este escenario, que examina los esfuerzos simultáneos por salir de la trampa de ingreso medio y de reducir emisiones de GEI con el mejor esfuerzo factible, puede llevar a una curva de Kuznets leve, inclusive con reducciones persistentes en el nivel de emisiones de CO₂ por unidad de energía consumida, lleva a las siguientes reflexiones:

- El peso de la reducción del *total* de emisiones de Colombia (280 millones de toneladas/año en 2021) mostrados en la Gráfica 4, que incluye además de los 93 millones

de toneladas/año por la producción y consumo de energía, los de los sectores AFOLU y de residuos, no puede recaer principalmente sobre el sector de energía.

- El sector de producción de energía y algunos sectores de consumo de energía están sujetos a diversos grados de regulación. Esta situación es al tiempo una oportunidad y un riesgo. Por la facilidad relativa de intervenirlos se los puede presionar con consecuencias negativas. Un primer ejemplo es impulsar las fuentes de energía renovables no convencionales más allá de su nivel óptimo dentro del portafolio de generación, lo que puede llevar a sacar del mercado a plantas que proveen continuidad del servicio y aseguran el abastecimiento durante períodos de sequía. Un segundo ejemplo es introducir barreras normativas a la inversión en activos de uso final que no sean la alternativa más limpia y que tienen rentabilidad social negativa. Un tercer ejemplo es restringir el consumo de combustibles fósiles y las exportaciones de carbón y petróleo, asunto que se discute en la sección 2.2.

2.4. Recursos naturales y riqueza de los países⁴

El acervo de riqueza de los países, medido como la suma de los activos que producen flujos de beneficios en el tiempo (diferente del PIB, que es un flujo anual de pagos a factores) tiene tres componentes: (i) capital producido; (ii) capital humano; y (iii) capital natural. El capital natural está compuesto por recursos renovables y no renovables.

El Banco Mundial (2021) ha realizado un ejercicio de medición de los acervos de riqueza para 120 países. En el 2018, por ejemplo, la riqueza por habitante de un país rico de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos era de US\$ 621.278 per cápita; en economías de ingreso bajo fue de US\$ 11.462 per cápita; en naciones de ingreso medio-bajo, de US\$ 27.108 per cápita, y en países de ingreso medio-alto (a los que pertenece Colombia), de US\$ 141.682 per cápita. El promedio mundial fue de US\$ 160.167 per cápita.

Los países que —como Venezuela— destinan las rentas de su capital natural a subsidiar el consumo y proteger su industria se empobrecen: entre 1995 y el 2005, Venezuela pasó de tener una riqueza de US\$ 80.000 per cápita a una de US\$ 70.000 per cápita. En el mismo periodo, Colombia pasó de US\$ 50.000 per cápita a US\$ 55.000 per cápita. La Tabla 3 compara a Colombia en su riqueza per cápita contra grupos de países y contra Chile.

⁴ Actualización de Benavides (2014).

Tabla 3. Riqueza per cápita en 2018 en un grupo de países (2018 US\$)

Grupo de ingreso o país	Total de riqueza	Capital producido	Capital humano	Capital natural renovable	Capital natural no renovable	Activos externos netos
OCDE-Ingreso alto	621.278	217.190	396.222	9.522	3.537	-5.192
Promedio mundial	160.167	49.950	101.797	4.948	4.026	-554
Colombia	83.065	23.119	55.814	4.784	2.128	-2.780
Chile	191.983	54.329	120.329	9.650	11.288	-3.753

Fuente: Banco Mundial (2021).

En Colombia, el capital producido es el 27,8% del total del capital, el capital humano es el 67,2%, el capital natural renovable es 5,8% y el capital natural no renovable el 2,6%. Hamilton y Hartwick (2005) elaboran una regla simple para el crecimiento sostenible de países que disponen de recursos naturales. La regla plantea que para mantener tasas de consumo positivas (la definición de desarrollo sostenible) en el largo plazo, todas las rentas del capital natural se deben reinvertir continuamente, a cambio de consumirlas. Noruega (Hatakenaka et al. 2006) es un ejemplo de transformación virtuosa de los hidrocarburos del Mar del Norte en otras formas de capital. Australia y Canadá son ejemplos en ese mismo sentido, pese a haber sufrido síntomas de desindustrialización a causa de la denominada “enfermedad holandesa”.

La disponibilidad de recursos no renovables en países pobres ofrece una oportunidad irreplicable para ayudar a financiar el desarrollo rápido y reducir la pobreza, por pequeño que sea su peso en el total de la riqueza. La política que maximiza el crecimiento de una sociedad es simple: transformar la totalidad de los flujos del capital natural en capital construido (infraestructura, por ejemplo) y en capital humano (educación/ciencia y tecnología, salud, por ejemplo). Las restricciones al consumo interno y la exportación de combustibles fósiles tendrían un impacto negativo sobre el crecimiento por los canales de la contracción de la actividad productiva que no puede migrar eficazmente a energías más limpias por diversas razones, y por los menores ingresos fiscales para invertir en capital público y en capital humano.

Capítulo 3. Impacto económico de una carbono-neutralidad acelerada

3.1. Introducción

Mientras que el Capítulo 2 discute una senda de con velocidades plausibles del consumo de energía por habitante, la intensidad energética del PIB, y las emisiones por unidad energética y por unidad de PIB, en este capítulo se estiman algunos de los costos que se originan por adoptar una política acelerada de carbono neutralidad.

Los costos de la descarbonización acelerada en producción y consumo de energía llegan por diferentes canales:

- En primer término, por la *reducción de los ingresos fiscales* (impuestos y regalías) en el nivel central y las entidades territoriales.
- En segundo lugar, por los *sobrecostos de excluir al gas natural* de la matriz energética y por *los costos de transición justa* en regiones productoras de hidrocarburos.
- En tercer lugar, por los *costos de adopción de nuevas tecnologías en el lado de la demanda*, con menor relación desempeño/costo, lo que reduce la eficacia de la formación bruta de capital fijo.
- En cuarto lugar, *por los costos de reemplazo por tecnologías más limpias en el lado de la oferta*, que suministren los mismos servicios (confiabilidad, continuidad, firmeza).

En este capítulo se discuten los canales 3 y 4 y se realizan estimaciones de impacto en orden de magnitud. En el canal 3, el cálculo se realiza a nivel macroeconómico, y en el canal 4, el análisis se circunscribe al sector eléctrico, en un escenario de búsqueda acelerada de la carbono-neutralidad de la matriz de generación existente.

3.2. Elasticidad del PIB con respecto al capital

Se parte de una función de producción Cobb-Douglas para modelar la producción nacional del país con dos factores de producción:

$$Y_t = A_t K_t^\alpha L_t^\beta$$

Donde L es trabajo, K es capital físico, Y es el PIB y A es la productividad total de los factores, α representa la participación del capital en la producción (elasticidad de Y respecto a K) y β representa la participación del trabajo en la producción.

El modelo de regresión que se estima por mínimos cuadrados ordinarios es:

$$\ln(Y_t) = \alpha \ln(K_t) + \beta \ln(L_t) + \varepsilon_t$$

Donde el término de error ε_t comprende todo aquello diferente a capital o trabajo que explica cambios en el PIB. Las definiciones y fuentes de datos son:

- Y_t representa la producción interna bruta del país. En sus cuentas nacionales, el DANE emplea dos metodologías para medir el PIB. Por un lado, emplea un enfoque de producción en el cálculo del PIB donde mide el valor de la producción en los cada uno de los principales sectores productivos del país. Por otro lado, emplea un enfoque de gasto en donde se mide la producción en términos del valor monetario del consumo, desagregado éste en Gasto de consumo final (incluyendo el gasto privado y el gasto del gobierno general), formación bruta de capital y exportaciones netas (exportaciones menos importaciones). En este trabajo se usa la primera aproximación.
- $L_t = PEA_t(1 - TD_t)$, donde PEA_t es la población económica activa, entendida esta como todas las personas de uno u otro sexo que aportan su trabajo para producir bienes y servicios económicamente. La PEA_t se divide en población empleada o desempleada. TD_t denota la tasa de desempleo, que mide la proporción de la PEA_t que está sin empleo, pero disponible para trabajar y en busca de empleo.
- K_t es la formación bruta de capital fijo (FBKF) compuesta por Vivienda, Otros edificios y estructuras, maquinaria y equipo, sistemas de armamento, recursos biológicos cultivados y productos de propiedad intelectual.

Los datos relacionados a PEA_t y TD_t se encuentran en la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH), mercado laboral. Por su parte los datos relacionados con PIB y FBK se encuentran en los agregados macroeconómicos de cuentas nacionales.

La estimación arroja un valor $\alpha = 0,559$; es decir, un aumento de 1,0% punto porcentual en la formación bruta de capital genera un aumento de 0,559% en el PIB. El valor estimado de α es significativo a un nivel de significancia del 1,0%.

3.3. El impacto de los costos de adopción y ajuste por uso de tecnologías más limpias, pero de baja rentabilidad y/o confiabilidad

Se examinará el impacto de los costos de adopción y ajuste de tecnologías más limpias en el lado de la demanda industrial de energía, asumiendo una pérdida de eficacia en la formación

bruta de capital fijo en la agrupación de maquinaria y equipo. La Tabla 4 muestra la formación bruta de capital fijo en Colombia durante los 10 años anteriores, en valores de 2022. En promedio, la agrupación de maquinaria y equipos representa el 34% de la formación bruta de capital fijo del país.

Tabla 4. Evolución de la formación bruta de capital fijo

	Total	Vivienda	Otros edificios y estructuras	Maquinaria y equipo	Recursos biológicos cultivados	Productos de propiedad intelectual
2011	\$ 205.782,54	\$ 34.397,71	\$ 70.509,46	\$ 84.576,77	\$ 5.152,75	\$ 11.145,85
2012	\$ 205.894,74	\$ 40.835,01	\$ 70.471,66	\$ 79.752,94	\$ 4.252,40	\$ 10.582,74
2013	\$ 217.513,65	\$ 49.503,57	\$ 76.181,74	\$ 76.582,86	\$ 4.029,78	\$ 11.215,71
2014	\$ 242.189,85	\$ 53.584,40	\$ 90.128,39	\$ 83.285,05	\$ 4.233,15	\$ 10.958,85
2015	\$ 254.092,22	\$ 57.822,71	\$ 98.084,10	\$ 82.062,76	\$ 4.768,58	\$ 11.354,08
2016	\$ 241.848,68	\$ 57.564,82	\$ 95.406,19	\$ 73.349,67	\$ 5.680,82	\$ 9.847,18
2017	\$ 239.227,03	\$ 55.924,37	\$ 96.558,46	\$ 70.352,02	\$ 6.205,84	\$ 10.186,34
2018	\$ 241.016,62	\$ 57.095,86	\$ 94.351,73	\$ 73.832,44	\$ 5.709,13	\$ 10.027,46
2019	\$ 251.167,22	\$ 53.021,31	\$ 96.871,16	\$ 84.397,85	\$ 6.656,07	\$ 10.220,83
2020 ^p	\$ 198.459,18	\$ 37.096,40	\$ 68.172,12	\$ 76.434,72	\$ 7.383,65	\$ 9.372,30

Fuente: DANE (2022). Miles de millones de 2022.

El análisis se realiza hasta 2030, y se realiza con el siguiente modelo de aproximación en orden de magnitud. Durante este período se asume que (i) la proporción de inversión rentable en maquinaria y equipo con menores emisiones de GEI oscila entre el 30% y el 40% del total de la nueva inversión (proporción aproximada que surge de las curvas de costos marginales de abatimiento MACC entre 2020 y 2030), (ii) la inversión no rentable pero forzosa (limitación de importaciones, etc.) en maquinaria y equipo tiene un factor de eficacia del 98%, y (iii) la inversión rentable tiene un factor de eficacia del 100%, se construye la Tabla 5.

Tabla 5. Escenarios de pérdida de eficacia en la formación bruta de capital fijo en maquinaria y equipos

	% maquinaria y equipos en la formación bruta de capital fijo total (A)	% de la formación bruta de capital fijo de maquinaria y equipo afectada por costos de adopción y ajuste (B)	Factor de eficacia de la formación de capital afectada (C)	Factor de eficacia por ponderación nacional = (A*B)*C + [(1-A) + A*(1-B)]*1
Escenario 1: 30% de nueva inversión limpia es rentable	0,34	0,70	0,9800	0,9952
Escenario 2: 40% de nueva inversión limpia es rentable	0,34	0,60	0,9800	0,9959

Fuente: construcción propia.

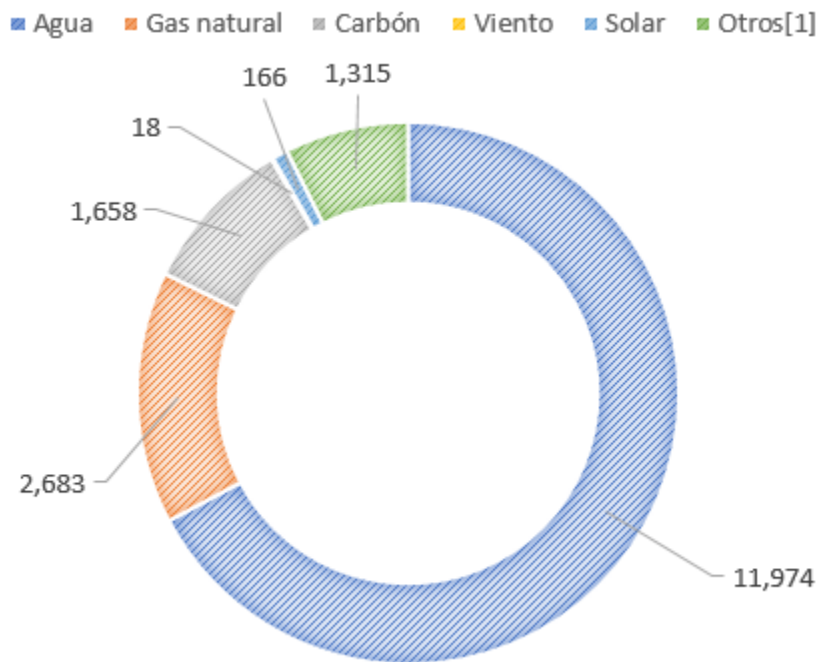
Usando la elasticidad anteriormente calculada, en el Escenario 1, el PIB se reduciría en $(1 - 0,9952) * 0,559 = 0,27\%$ anualmente, y en el Escenario 2, el PIB se reduciría en $(1 - 0,0059) * 0,559 = 0,23\%$ anualmente.

Con estos supuestos, el PIB de 2030 sería US\$ 438,4 mil millones, a cambio del PIB de US\$ 448,8 mil millones que se lograría con un factor de eficacia del 100% en toda la formación bruta de capital fija en la próxima década y con el crecimiento esperado del 2,7% del PIB/hab y del 1,1% para la población que se usaron en el modelo del Producto 1. En valor presente entre 2023 y 2030, con una tasa de descuento del 7%, el valor presente de PIB que se pierde sería de USD\$ 10,75 mil millones.

3.4. El costo de descarbonizar la generación eléctrica actual

La Gráfica 7 presenta la capacidad de generación existente por tipo de tecnología.

Gráfica 7. Capacidad instalada de generación existente



Fuente: XM (2022).

Para evaluar el costo de dismantelar la capacidad de generación térmica con carbón al 2030 y 2035, se utilizó como insumo el Plan de Expansión de Referencia - Generación y Transmisión 2020 -2034 de la UPME. Se seleccionó del Plan de Expansión el Escenario 5 que puede ser el más plausible por considerar la presencia del Fenómeno El Niño. Este escenario no contempla la expansión de la capacidad de generación térmica con carbón (ver Tabla 6).

**Tabla 6. Cronograma de Expansión (Carga por Confiabilidad y Subasta CLPE más Expansión)
- Escenario 5**

Año	Hidráulica	Gas	Carbón	PCH	Biomasa	Eólica	Solar GE	Solar D	Líquidos	Cogener.
2022	1,200	574		59			700	25		
2023	1,200	148						33		
2024					25	32	196	41		60
2025								49		
2026								53		
2027						1,250		57		
2028								57		
2029								55		
2030				146		376	200	49		
2031								49		
2032								40		
2033	163			231	10	868	1,181	35		60
2034	99					10		29		
Total	1462	722	0	436	35	3013	2277	572	0	120

Fuente: UPME (2021).

El costo de descarbonizar totalmente la matriz de generación existente tiene dos componentes: (i) el desmantelamiento (*decommissioning*) y el costo del CAPEX de reemplazo de la capacidad térmica existente y (ii) el sobrecosto de proveer firmeza en el futuro con activos más limpios, pero cuya generación es intermitente y no programable según necesidades.

El primer ítem es calculable con razonabilidad porque se realizaría con condiciones de costos de tecnología y de flujos de caja con incertidumbres limitadas en el corto plazo. El segundo ítem está sujeto a diferentes tipos de incógnitas, tales como el surgimiento de innovaciones radicales de muy bajo costo y las fluctuaciones del valor del impuesto al carbón en el mediano y largo plazo. En un escenario de gran innovación no existirán costos, sino beneficios, pero en un escenario de adopción realista y turbulencias en los mercados mundiales de energía, los costos podrían ser considerables.

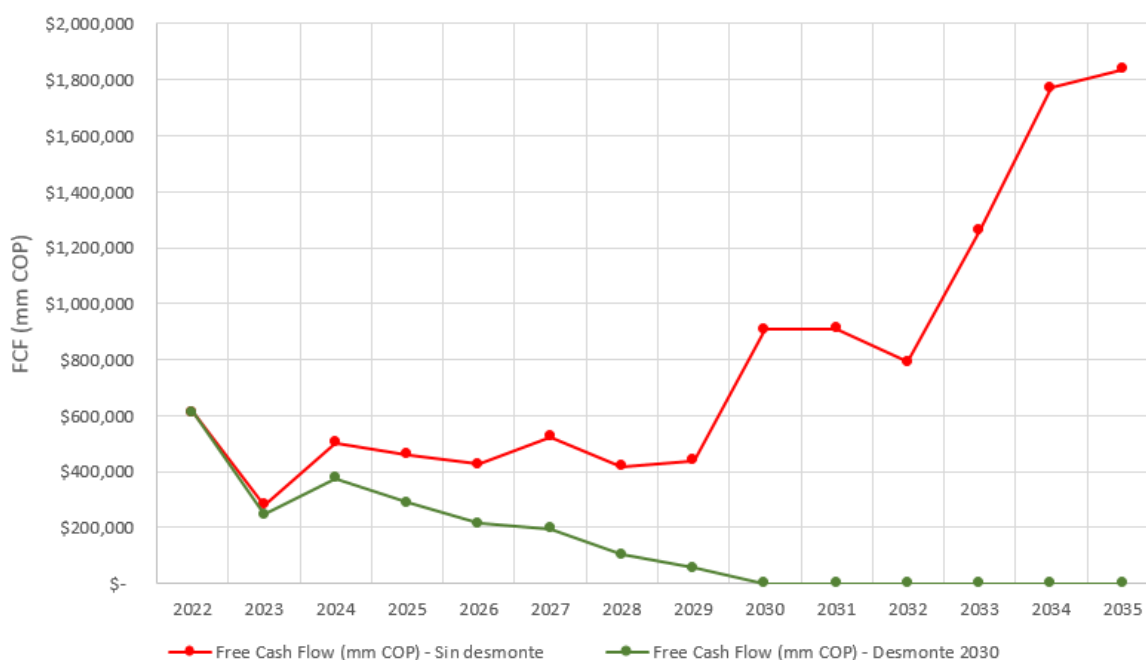
Existen diversas teorías jurídicas y económicas sobre cuál es el valor que se debe reconocer a un inversionista privado en presencia de una política que cambia las reglas del juego de sus ingresos y costos en sectores regulados y convierte a las inversiones existentes en activos encallados (*stranded assets*). Una posición argumenta que no se debe dar ningún tipo de compensación, y otra posición sostiene que se debe compensar por el valor presente del flujo de caja descontado que se recibiría sin cambio en las reglas durante el resto de la vida útil de los contratos o de los activos.

En este documento se presentan resultados con el segundo método de cálculo, que estima uno de los posibles valores del costo económico de desmantelar activos eficientes.

Para ello, se construyen los flujos de caja de las capacidades térmicas que se pierden y se pasan a valor presente al año 2022. En el Apéndice se describen los parámetros utilizados para el cálculo detallado. Los flujos construidos parten del Escenario 5 de la UPME.

La Gráfica 8 muestra la evolución de los flujos de caja libre de las plantas a carbón hasta 2030 sin desmantelamiento y con desmantelamiento gradual. Para los años posteriores a 2030 se usa un valor de perpetuidad.

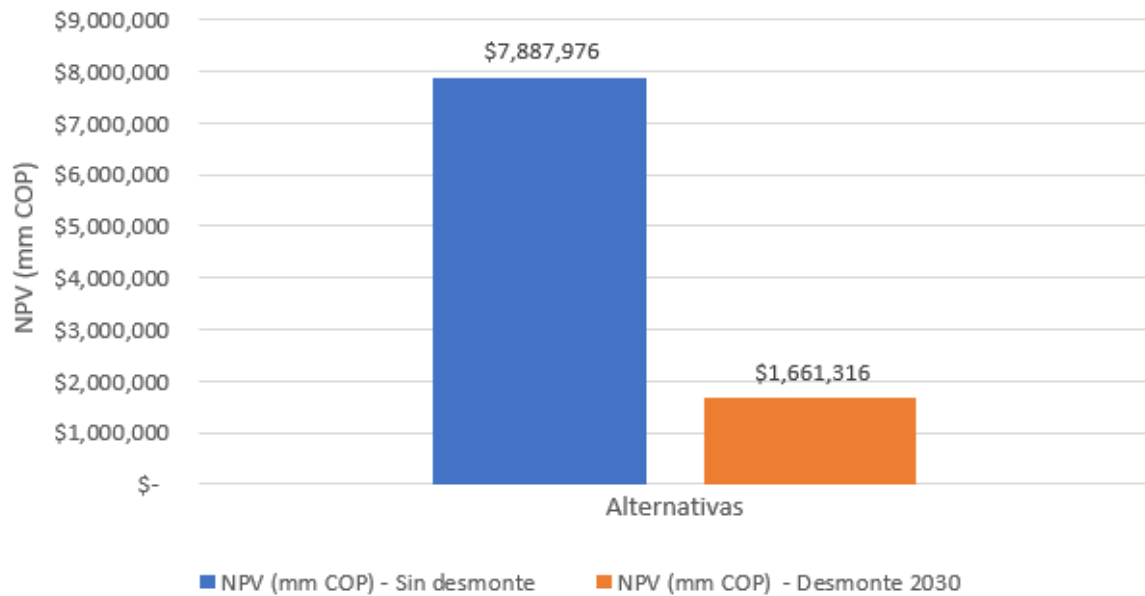
Gráfica 8. Flujos de caja libre estimado para térmica - carbón (mm COP) hasta 2035



Fuente: cálculos propios.

El costo estimado de desmantelar la generación a carbón por esta metodología es la resta del VPN de la curva roja y el VPN de la curva verde, con la inclusión del valor de la perpetuidad, valores que se muestran en la Gráfica 9. Este valor asciende a $\$ (7,89 - 1,66) = \$ 6,23$ billones.

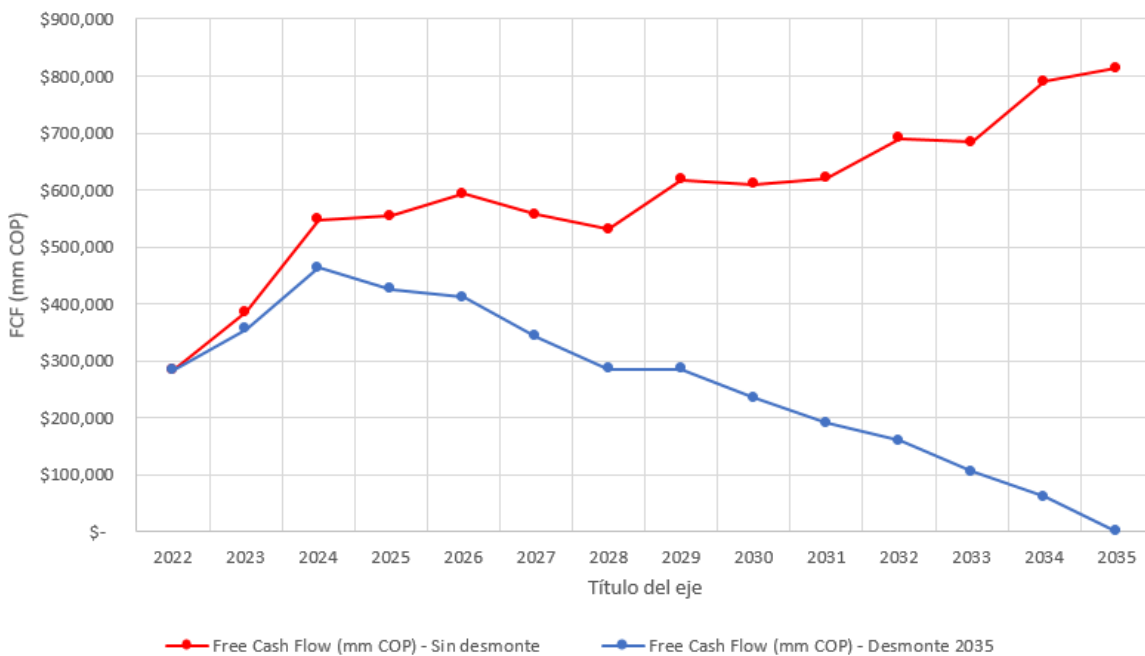
Gráfica 9. Valor Presente Neto (NPV) estimado de térmica - carbón (mm COP) hasta 2035



Fuente: cálculos propios.

La Gráfica 10 muestra las evoluciones respectivas de los flujos de caja libre para el gas natural sin desmantelamiento y con desmantelamiento gradual hasta el 2035.

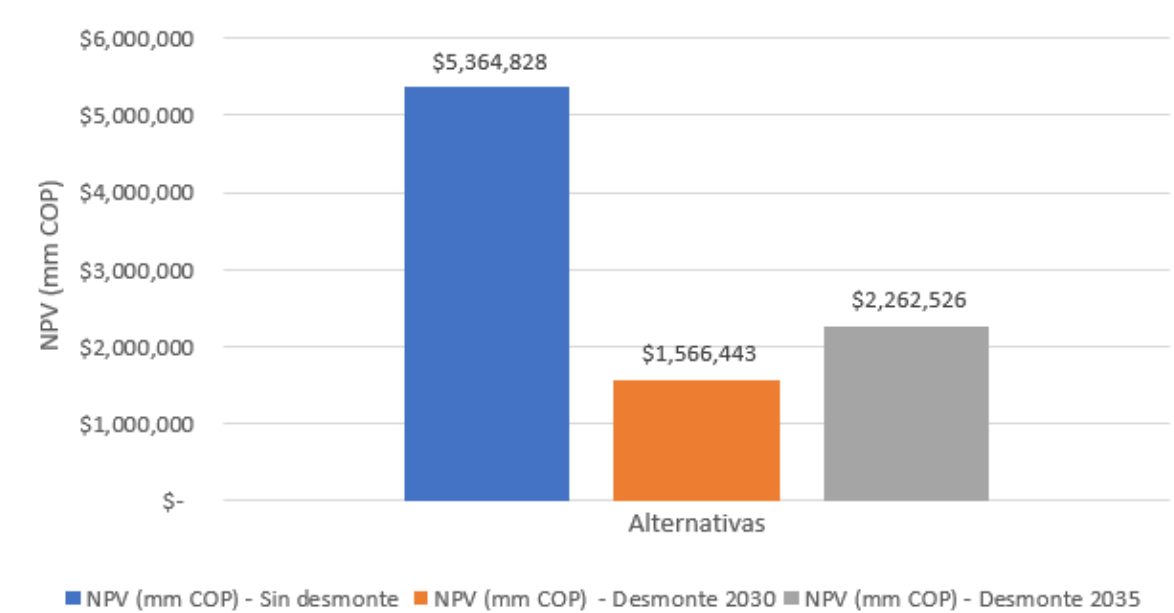
Gráfica 10. Flujos de caja libre estimado para térmica – gas natural (mm COP) hasta 2035



Fuente: cálculos propios.

El costo estimado de dismantelar la generación a gas por esta metodología es la resta del VPN de la curva roja y el VPN de la curva verde, con la inclusión del valor de la perpetuidad, que se muestran en la Gráfica 11. Este valor asciende a $\$ (5,36 - 2,23) = \$ 3,13$ billones.

Gráfica 11. Valor Presente Neto (NPV) estimado de térmica – gas natural (mm COP)



Fuente: cálculos propios.

El costo estimado del dismantelamiento de toda la generación térmica existente ascendería a $\$ (6,23 + 3,13) = \$ 9,36$ billones, equivalentes a US\$ 2,34 mil millones, usando una tasa de cambio de $\$ 4,200 / \text{US\$ } 1$.

3.5. Costo de reemplazo de generación térmica existente con generación eólica de desempeño similar bajo condiciones críticas (El Niño)

Como se observa en la Tabla 7, las plantas a carbón tienen un factor de despacho *máximo* de 95.59%, las plantas a gas natural tienen un factor de despacho *máximo* de 77,16% y las plantas eólicas tienen un factor de capacidad *promedio* de 40% (no programable).

Tabla 7. Capacidad efectiva y factor de despacho por tecnología (2019-2022)

	Capacidad efectiva (MW)	Factor de despacho promedio (%)	Factor de despacho mínimo (%)	Factor de despacho máximo (%)
Agua	11,974	53.94%	30.53%	68.51%
Gas natural	2,683	29.72%	10.10%	77.16%
Carbón	1,658	43.14%	0.02%	95.59%
Viento	18	40%*		
Solar	166	16%*		
Otros ⁵	1,315	19.11%	0.52%	35.79%
Total	17,814	46.78%	34.71%	54.49%

Fuente de datos: API de XM (2022), * valores de referencia de IRENA (2022) – Capacity factor (%).

Los pasos para el cálculo de reemplazo son los siguientes:

- Se utiliza el cociente de los factores de despacho máximo y factor de capacidad promedio entre carbón/eólica y gas/eólica, respectivamente, para dimensionar la relación de reemplazo de 1 MW de cada tecnología térmica por su capacidad equivalente en carbón y en gas bajo situaciones de *stress* hídrico al sistema nacional interconectado.
- Se multiplica la capacidad equivalente en MW eólicos por el CAPEX/MW respectivo.

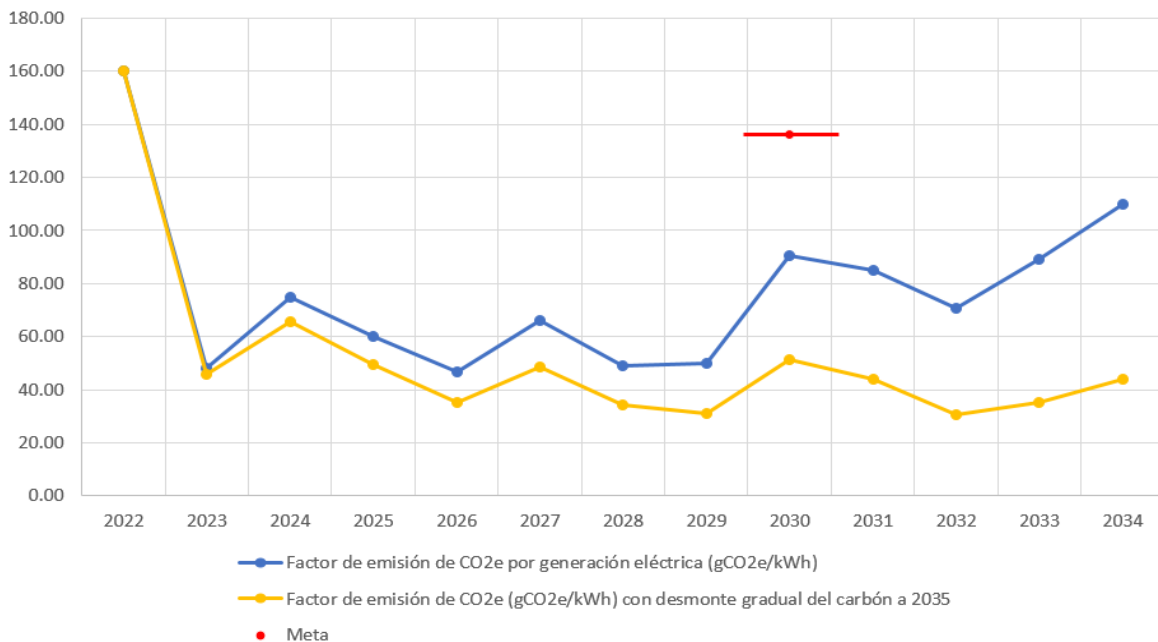
El costo de reemplazar la generación a carbón existente con generación eólica de manera gradual hasta 2030 tiene un costo de \$ 56,8 billones de 2022, y el costo de reemplazar la generación a gas existente con generación eólica de manera gradual hasta 2035 tiene un costo de \$ 106,6 billones de 2022. El total asciende a \$ (56,8 + 106,8) = \$ 163,6 billones, que equivale a US\$ 38,9 mil millones, usando una tasa de descuento de \$ 4,200/ US\$ 1.

3.6. Discusión de resultados de descarbonización de la capacidad térmica existente

El impacto del desmonte de las térmicas a carbón y a gas sobre las emisiones se presentan en las Gráficas 12 y 13. La línea roja muestra el compromiso de Colombia de emitir no más 13,53 Mt de CO₂e en generación eléctrica, que ya se está cumpliendo sin desmantelar la generación térmica existente. Como se observa, la contribución del desmantelamiento de la generación con gas natural a la carbono-neutralidad es pequeña.

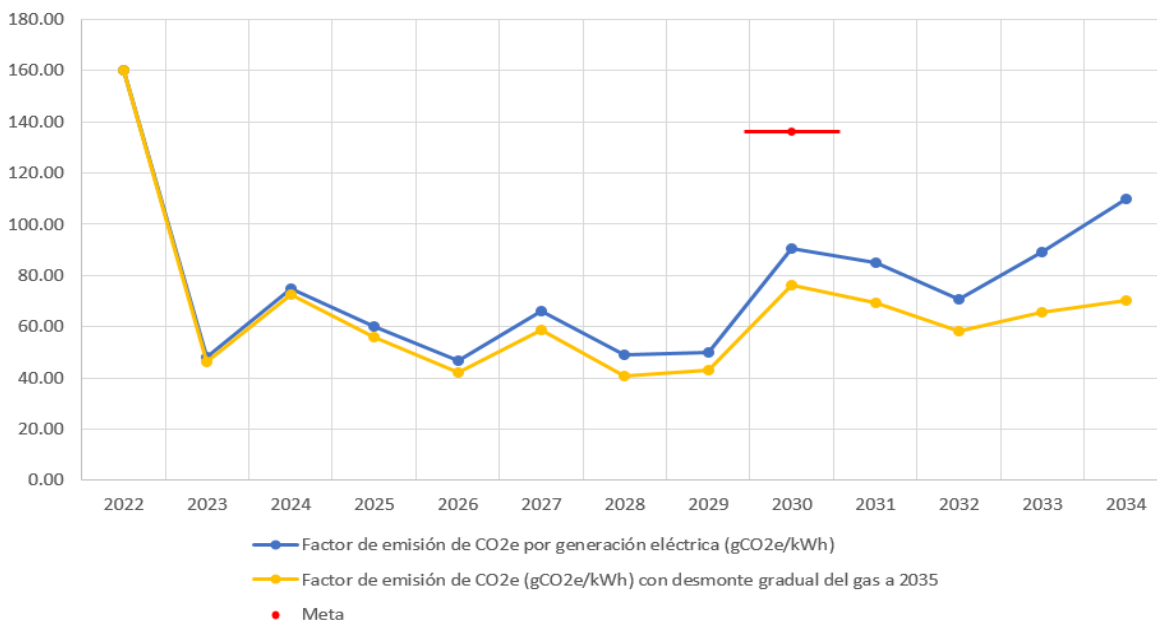
⁵ Otros: ACPM, Bagazo, combustóleo, Jet A-1.

Gráfica 12. Emisiones de CO2e de la generación eléctrica sin y con desmote de las térmicas a carbón al 2030



Fuente: cálculos propios. Meta: Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21) - meta de estar por debajo de 13,53 M Ton CO2 en 2030.

Gráfica 13. Emisiones de CO2e de la generación eléctrica sin y con el desmote de las térmicas a gas natural al 2035



Fuente: cálculos propios. Meta: Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21) - meta de estar por debajo de 13,53 M Ton CO2 en 2030.

El desmantelamiento y reemplazo de la capacidad térmica existente por generación renovable para llegar a la carbono-neutralidad en el sector eléctrico tiene costos descomunales por la necesidad de cubrir la energía firme de las térmicas con tecnologías que escasean en el atributo de firmeza, indispensable para proteger al país de racionamientos, y que no remueven cantidades sustanciales de GEI.

Capítulo 4. El papel del gas natural en la transición energética de Colombia

4.1. Características de la industria del gas natural⁶

La industria mundial del gas natural ha registrado tres avances en las últimas cuatro décadas:

- En primer lugar, los avances técnicos en producción de gas de esquisto (*shale*) han incrementado las reservas mundiales y reducido los precios del gas. Según Allied Market Research (2022), el mercado global de gas de esquisto se valoraba en USD 57,2 mil millones en 2020, y se proyecta que llegue a USD 130,3 millones en 2030, lo que representa una tasa compuesta anual de crecimiento (CAGR) del 8,5% entre 2020 y 2030.
- En segundo lugar, se ha producido una revolución en el transporte de gas licuado (LNG). La flota de barcos metaneros se ha cuadruplicado en menos de 20 años y la capacidad promedio de un barco se ha doblado desde 1970.
- En tercer lugar, se ha incrementado la innovación en usos múltiples del gas en electricidad, transporte, cogeneración y la conversión de electricidad a gas (P2G) y su uso como vector del hidrógeno producido con hidrólisis que se combina con carbono de la atmósfera para producir metano neutro, con diseños modulares.

Por las dos primeras razones, el gas natural se ha convertido en un producto transable y su precio se ha desacoplado del precio del crudo. Por la tercera razón, y por sus menores emisiones relativas de gases de efecto invernadero, el gas se puede integrar con microturbinas y generación distribuida para integrar paquetes complementarios con las fuentes de energía no convencionales.

Adicionalmente:

- El gas natural es versátil, puede suministrar densidad y continuidad para reemplazar paulatinamente al carbón y a los combustibles líquidos en diversos usos finales sin pérdida de confiabilidad ni incertidumbre, mantenimiento o en disponibilidad espacial y no tiene costos ocultos de adopción. En ocasiones, a menores costos que las alternativas renovables.
- Es un energético costo-eficiente para reducir la pobreza energética y el consumo de energéticos con mayores emisiones, como los combustibles líquidos y la leña.

⁶ Benavides (2021).

Por lo anterior, el gas natural se ha convertido en el combustible de mayor crecimiento proyectado a nivel mundial tanto en consumo intermedio como final.

4.2. El gas natural en Colombia

El gas natural apareció tardíamente en la canasta energética de Colombia. El descubrimiento de los campos de La Guajira en los años 1970s condujo a un esfuerzo público de masificación del consumo. La oferta aumentó con los descubrimientos de Cusiana y Cupiagua (Orinoquía) en los años 1990s. La reforma del sector de gas natural comenzó con las Leyes 142 y 143 de 1994. La reforma adaptó el modelo y estilo regulatorio del Reino Unido (el que conocían los consultores que asesoraron la reforma). La introducción del gas natural supuso un enorme avance en la calidad de vida de los ciudadanos y tuvo un período de expansión rápido hasta fines de los años 90, pero no ha aumentado sustancialmente su participación en la canasta energética del país en la última década. Las redes de transporte de gas suman cerca de 7,600 km. El gas natural cubre al 65% de la población.

En 2020, el consumo de gas natural en Colombia fue de 10 Mtep, un 22,2% del total nacional de consumo de energía (45 Mtep). El consumo de gas natural no ha aumentado desde 2016 (Promigas 2022). Las reservas probadas siguen descendiendo desde 2016, al pasar de 4,024 Gpc a 2,949 Gpc en 2020. Los sectores de mayor consumo son la generación eléctrica (23%), y la industria y el comercio (29%). El valor de los activos de las empresas de transporte ha crecido al 12% anual entre 2013 y 2017, y el de los activos de distribución al 6% anual en ese mismo período.

4.3. La regulación del gas natural en Colombia

La estructura industrial de partida en 1995 fue un subproducto de la industria petrolera pública, con un actor (Ecopetrol) con jurisdicción sobre los recursos naturales (las empresas productoras debían asociarse con Ecopetrol) y como dueño de uno de los dos principales gasoductos. La integración vertical se restringió para los nuevos participantes en cualquier segmento del sector, pero se mantuvo en las empresas públicas heredadas que estaban integradas en el momento de la reforma de 1994. Por la localización de los dos grandes campos en extremos distantes del país y de las demandas, se crearon dos submercados, cada uno con un productor y un transportador principales.

La red de transporte de gas natural de Colombia tiene estructura radial (no es enmallada). El transporte de gas natural se cobra por distancia. La expansión de la red de transporte se efectúa por *contract carriage* (es decir, mediante contratos bilaterales por solicitud del productor que descubre una reserva de gas).

Los avances regulatorios en el sector de gas natural posteriores a la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994 son tres en esencia: (i) la creación de la Agencia Nacional de

Hidrocarburos en 2003, con lo que Ecopetrol deja de tener jurisdicción sobre los recursos; (ii) la venta de Ecogas, que se convierte en la actual Transportadora de Gas Internacional (TGI); de esta forma, el transporte queda finalmente desintegrado de la producción; ((iii) la desregulación de los precios en boca de pozo en 2013, que se aplicó inicialmente a los campos de Guajira.

En los últimos años, el principal productor de gas a nivel nacional ha ofrecido un único precio de comercialización anual del mercado primario. La ausencia de diferenciación de precios por mercado, unido a las estrictas reglas del mercado de comercialización de suministro, (ver Resolución CREG 186 de 2020), ha encarecido el gas, especialmente para los usuarios con demandas altamente elásticas, lo que se convierte en una pérdida de competitividad del gas frente a otros combustibles, además de ser una barrera para el crecimiento eficiente del consumo.

4.4. Estancamiento de la industria

La industria del gas natural muestra signos de estancamiento. El consumo de gas natural en Colombia en 2017 cayó 7,75% por la reducción en generación eléctrica y transporte. La demanda nacional entre 2015 y 2020 tiene una tendencia negativa de consumo (de 962 a 895 Mpcd; Promigas 2022). El consumo de gas vehicular ha pasado de 67 a 40 Mpcd entre 2016 y 2020 (Promigas 2022). Esto sucede a pesar de que un estudio de Steer Davies Gleave (2017) calculó que los beneficios netos acumulados por el uso del GNV urbano e interurbano entre 2015 y 2035 ascenderían a COL\$ 13.5 billones. La entrada de Hidroituango reduciría la demanda de gas para generación eléctrica entre 2022 y 2030. La UPME proyecta un crecimiento anual promedio de la demanda de 1.25 % durante 2019 – 2033 en su escenario medio. El sector petroquímico crecerá muy lentamente durante el período, a tasas de 1% en la Costa y de 0,2% en Noroeste. El sector petrolero no incrementaría su demanda de gas en este período de análisis. En 2020 se transportaron 949 MPCD, lo que representó una reducción del 1% anual desde 2016 (Promigas 2022). Colombia se conectó en 2016 al mercado internacional con la entrada de un terminal de regasificación de gas natural licuado en Cartagena.

La UPME proyecta una reducción de la oferta doméstica a raíz de la declinación de los campos de La Guajira y del Casanare (especialmente Cusiana). Entre 2013 y 2017, las reservas totales se redujeron 12%, la producción se redujo 6%, y la actividad exploratoria (sísmica) se redujo en 51%.⁷

⁷ Sin embargo, las reservas probadas de gas pasaron de 7,7 años a ocho años entre 2020 y 2021, lo cual frenó la tendencia decreciente que se observaba desde 2017. Las reservas probadas en 2021 llegaron a 3,164 giga pies cúbicos, un crecimiento de 7% frente a 2020, año en que había reservas de 2,9 giga pies.

Según Promigas (2022), con los escenarios de demandas totales planteados por la UPME y los potenciales de producción de la declaratoria de Minminas se detectan posibles déficits de gas entre 2021 y 2030, los cuales deberían ser cubiertos en su mayor parte con el GNL importado y regasificado por SPEC y las nuevas infraestructuras. Se estiman déficits a partir de agosto de 2026. Debe advertirse que, en la última semana de julio de 2022, se confirmó por Ecopetrol el hallazgo de una acumulación de gas natural en el pozo exploratorio Uchuva 1 en la Costa Caribe, cuyas reservas probables (sin datos públicos a la fecha) lo convertiría en el mayor descubrimiento de gas natural que ha tenido la compañía colombiana desde el pozo de Cusiana (Valora Analitik 2022). De todas formas, las reservas provenientes de este descubrimiento no estarían listas antes de 2027.

Una oportunidad de dinamizar el mercado de gas proviene de la Resolución 40006 de 2017 del MME, mediante la cual se adoptó un “Plan transitorio de abastecimiento de gas natural”, elaborado por la UPME, que contempla la adecuación de facilidades para lograr la bidireccionalidad de los gasoductos Barrancabermeja-Ballena y Barranquilla-Ballena y la conexión de los sistemas de Promigas y TGI, empresas que ya realizaron pruebas de bidireccionalidad entre el tramo Ballenas - Hato Nuevo. Se espera que las compañías que la conexión funcional de los dos sistemas se logre a comienzos de 2023.

4.5. Papel del gas natural en el portafolio energético de Colombia

El portafolio de energía de Colombia debe balancear los atributos mencionados en la sección 1.1: costos de producción, costos de almacenamiento y transporte, riesgo de disponibilidad, coherencia de densidad energética entre fuentes y usos finales, emisiones de gases contaminantes de impacto local y global, continuidad del servicio, y agotamiento de fuentes.

En la actualidad, el consumo de gas natural por sectores se compone como muestra la Tabla 8. Se observa que la industria y el comercio representa el 28,9% del consumo de gas natural, el sector termoeléctrico el 27%, el sector residencial el 17,4%, y el transporte el 4,5%.

Tabla 8. Consumo sectorial de gas natural (Mpcd) entre 2016 y 2020

Mpcd								
Sector	2016	2017	2018	2019	2020	Sector	TACC 2016-2020	Variación 2019-2020
Industrial y comercial	269	267	290	304	258	Termoeléctrico	(2 %)	19 %
Termoeléctrico	261	173	208	202	241	Residencial	6 %	8 %
Petrolero y otros	223	210	219	210	182	Petroquímico	(1 %)	(8 %)
Residencial	125	136	141	144	156	Petrolero y otros	(5 %)	(13 %)
GNV	67	59	54	53	40	Industrial y comercial	(1 %)	(15 %)
Petroquímico	17	18	18	18	16	GNV	(12 %)	(25 %)
Total	962	863	930	930	894	Total	(2 %)	(4 %)

Fuente: UPME, Concentra, SUI

Fuente: Promigas (2022).

El Plan Nacional Energético PEN (2019) encuentra, en el Escenario 266, por construcción de abajo-hacia-arriba, que el gas natural tiene nichos persistentes por llenar:

- El GNL puede llegar a surtir un 37% de los vehículos de la flota de carga, un 9% de la flota de transporte urbano e interurbano, y un 11% de la carga urbana e interurbana en 2050, de manera creciente a partir de 2020. Un 30% de la flota de taxis se surtiría con GNL en 2050. En balance, la participación del GNL aumenta 3.5 veces en transporte entre 2015 y 2050.
- El gas natural pasaría del 28% al 43% del consumo industrial entre 2015 y 2050, en un entorno de altas ganancias de eficiencia energética en consumos térmicos directos (hornos) e indirectos (calderas).
- En el sector residencial, el gas natural pasaría del 36% al 33% del consumo entre 2015 y 2030, por ganancias de eficiencia de los gasodomésticos y electrificación de los consumos domésticos.

Las proyecciones de la UPME difieren de las estimaciones de arriba-hacia-abajo realizadas en este documento porque esta entidad no asume un crecimiento del consumo de energía per cápita y es muy optimista con respecto al potencial de la eficiencia energética, que llegaría a un total de 2,099 PJ en 2050. A pesar de que la UPME encuentra una tendencia descendiente del consumo total de energía, en sólo en uno de sus escenarios (‘Nuevas apuestas’) se llega a un descenso de las emisiones totales.

A pesar de las diferencias sobre el papel del aumento del consumo de energía y de gas, el estudio de UPME y este estudio encuentran un papel de crecimiento del uso para el gas natural en el futuro del país, por lo que no se puede denominar un combustible de transición, sino de permanencia dentro del sistema de oferta energética.

Capítulo 5. Propuestas de política pública y regulación

Este capítulo traduce las discusiones sobre la naturaleza de la actual transición en el contexto de las necesidades y punto de partida de Colombia, las velocidades razonables de la transición y el papel del gas natural. Primero se realizan recomendaciones de política de transición general, y luego de política y regulación para el gas natural.

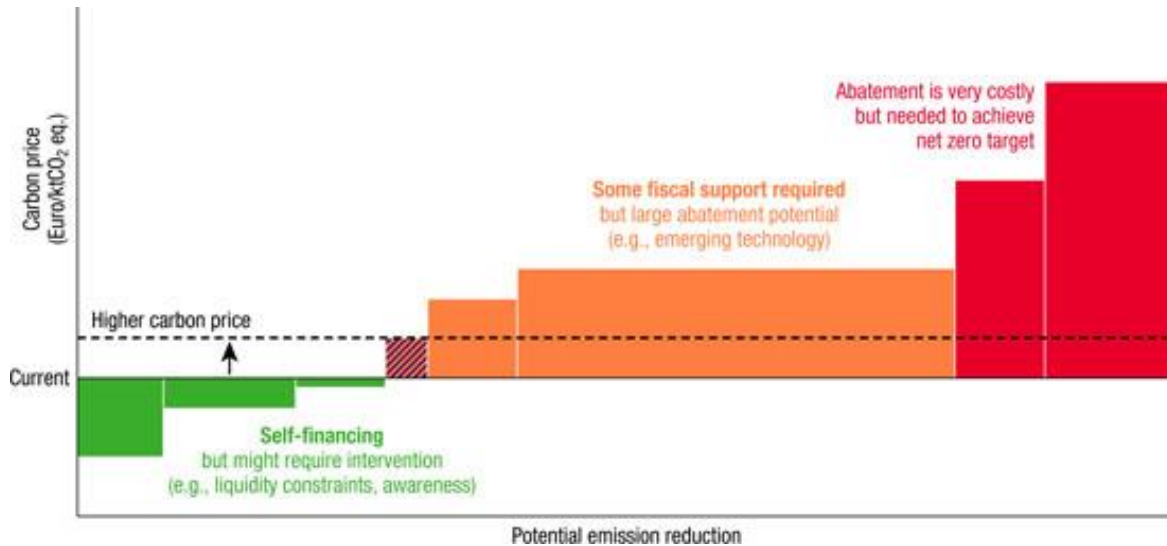
5.1. Política de transición energética para Colombia

La política de transición energética de Colombia debe orientarse por los siguientes principios:

- Promover el consumo de energía per cápita como medio para aumentar el crecimiento y el bienestar. Colombia tiene un rezago en inversiones de 'ambiente construido' (infraestructura en sentido amplio) que requiere mayor consumo intermedio de energía y además se deben cubrir grandes brechas en necesidades de los consumidores finales.
- Desarrollar los recursos renovables con una velocidad consistente con la velocidad de reducción de costos de las tecnologías limpias en oferta y demanda, incluyendo los costos ocultos de adopción.
- Hacer pedagogía sobre el papel de los recursos no renovables en el desarrollo. La disponibilidad de recursos no renovables ofrece una oportunidad irrepetible para ayudar a financiar el desarrollo y reducir la pobreza, por pequeño que sea su peso en el total de la riqueza del país. La política que maximiza el crecimiento consiste en transformar la totalidad de las rentas del capital natural en capital construido (infraestructura, por ejemplo), en capital humano (educación) y en apuestas de investigación y desarrollo para generar nuevas tecnologías energéticas.
- Desarrollar una planificación indicativa de la oferta y la demanda energética, con la metodología de Planeación Integrada de Recursos (IRP en inglés). Se debe valorar correctamente la contribución de todos los recursos para construir portafolios económicos y confiables y establecer un mecanismo de revelación de las preferencias de la sociedad en torno a diferentes alternativas. Uno de los pilares del nuevo enfoque debe ser la gestión del riesgo de suministro (Chao, Oren y Wilson 2006).
- Concentrarse en las intervenciones energéticas limpias que tengan rentabilidad financiera positiva (segmento de color verde en la curva de costos marginales de

abatimiento de gases de efecto invernadero (MACC en inglés)⁸ y en las que tengan rentabilidad social positiva pero que no tienen rentabilidad privada positiva (no capturan los cobeneficios sociales y económicos en sus evaluaciones financieras); una fracción de las intervenciones en color naranja de la Gráfica 14.

Gráfica 14. Curva genérica de costos marginales de abatimiento de GEI



Fuente: IMF (2020).

Con un enfoque instrumental, se recomiendan las siguientes intervenciones:

- Crear un fondo de financiación combinada (*blended finance*), como mecanismo catalítico con la finalidad de ampliar el rango de acción de los bancos de desarrollo y de los financiadores privados, de manera colaborativa, con productos que mejoren el perfil de riesgo de los proyectos en el lado de la demanda energética. Este fondo puede agregar recursos concesionales atomizados con una lógica unificada, y financiar necesidades transversales para llegar al mayor número posible de usuarios finales, como la eficiencia energética.
- Innovar en soluciones energéticas para zonas no interconectadas. Una posibilidad es adaptar al contexto colombiano el modelo de BBOXX, que ha llevado soluciones energéticas a hogares individuales de muy bajos ingresos en numerosos países de África y Asia. La plataforma Bboxx Pulse (Bboxx 2022) aprovecha el monitoreo remoto y la

⁸ La MACC consta de bloques ordenados cuya altura es el cociente entre i) la diferencia entre el costo (CAPEX + OPEX) de la tecnología actual y la tecnología más limpia de la intervención y ii) las toneladas de CO2 que se remueven por la intervención (cuya base son las toneladas de CO2 removidas). Es, al tiempo, una medida de costo-beneficio y de costo-efectividad. Cuando la altura es negativa, las intervenciones tienen rentabilidad privada positiva, y viceversa.

tecnología de internet de las cosas para brindar acceso a la energía en un modelo escalable y distribuido.

- Innovar en el contexto rural. Se deben promover las biorrefinerías (Misión Internacional de Sabios 2019). Colombia posee un potencial de residuos agroindustriales de aproximadamente 72 millones Ton/año, equivalentes a 332.000 TJ/año de energía, que se encuentran disponibles en todo el territorio nacional, especialmente en las zonas con menor acceso a energía, los cuales no se aprovechan en la actualidad. Estos residuos se pueden utilizar para la poligeneración de productos (electricidad, productos químicos y energía térmica). Esta iniciativa debería financiarse conjuntamente por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, las gobernaciones, Finagro y la banca multilateral.
- Innovar en mercados eléctricos. Promover la adopción de los Agregadores de Recursos Energéticos Descentralizados (RED). La gestión de la demanda debe ser un subconjunto de la eficiencia energética o del modelo de agregación de recursos energéticos descentralizados (RED), que por su naturaleza multisectorial no quedan contemplados en la taxonomía y tienen el riesgo de quedar por fuera del radar. El aprovechamiento de los RED se basa en una fuerte base digital y utiliza innovación en negocios a través de la figura de agregador o planta virtual de potencia (VPP, por sus siglas en inglés). Las VPP son el instrumento más importante para extraer el valor económico de los recursos energéticos descentralizados y tienen mayores cobeneficios que la gestión de la demanda pura, por la oportunidad de monetizar en tiempo real las oportunidades de arbitraje por la conexión o desconexión de muchos artefactos en el lado de la demanda, con uso de inteligencia artificial e internet de las cosas (Benavides y Cadena, 2018).
- Preparar la transición justa. La transición justa es un conjunto de medidas compensatorias y prospectivas para las comunidades, empleados y firmas donde se desarrollan actividades extractivas minero- energéticas que están declinando o van a declinar en su demanda doméstica y/o sus exportaciones. El Banco Mundial propone principios de transición justa asociada a la pérdida de empleos por el cierre de minas de carbón, al revisar su experiencia de apoyo en procesos de cierre o reajuste industrial en diversos países. Esta entidad encuentra 9 lecciones que se agrupan en 3 pilares: (i) política y estrategia de desarrollo nacional; (ii) población y comunidades; y (iii) remediación ambiental (Banco Mundial, 2018). Colombia puede desarrollar dos paquetes de transición justa en las regiones productoras de carbón del interior del país, que incluyen Cundinamarca, Boyacá y los Santanderes: construir una instancia para el fomento regional, que incluya el desarrollo de productos de alto valor agregado; y

planificar y financiar la mitigación del impacto ambiental de las minas de carbón (Benavides, 2022).

5.2. Política y regulación para el gas natural de la transición energética

La turbulencia en los mercados de energía, originada en parte en la guerra Rusia-Ucrania ha llevado a la Unión Europea a clasificar el 6 de julio de 2022 al gas y a la energía nuclear como energía verde dentro de su Taxonomía Verde, con plazos y exigencias de publicidad de emisiones incurridas (European Parliament 2022). Esta es una lección de realismo que Colombia debe interpretar correctamente y adaptar al contexto de las necesidades de país.

La política para el gas natural durante la transición consiste en asegurar la presencia del gas en la canasta energética de Colombia y en los consumos finales, con las siguientes medidas:

- El Gobierno debe establecer en el PND 2022-2026 y con mensaje de urgencia, la importancia del gas natural en el bienestar y el crecimiento del país, y su compromiso inequívoco para apoyar su desarrollo. Esta declaración de alto nivel es indispensable porque el desarrollo de proyectos a gas natural requiere inversiones cuantiosas en infraestructura, tanto del lado del prestador como del lado del usuario. El mercado debe contar con señales de certidumbre de suministro, en ventanas de largo plazo superiores a diez años, de manera que se pueda dar tranquilidad a las partes en cuanto a la suficiencia del abastecimiento.
- El Gobierno debe estimular de manera coordinada la oferta y de demanda de gas:
 - Se debe apoyar y promover claramente el suministro de gas natural. Esto incluye estimular la adición de reservas de gas natural doméstico bajo estándares internacionales de sostenibilidad, en combinación con importaciones que no sean vulnerables a *hold up* (suspensión arbitraria de los envíos) por parte de los exportadores.
 - Revisar las disposiciones del MME y la ANH sobre la comercialización de reservas probadas y probables, para que los productores puedan presentar ofertas a largo plazo. Ante un panorama de escasez en el mediano plazo, los precios de oferta de gas del mercado mayorista han mantenido una tendencia al alza, lo que impacta la competitividad del sector industrial y la viabilidad de nuevos proyectos de autogeneración, cogeneración, movilidad y distritos térmicos.
 - Facilitar la conversión del sector industrial y termoeléctrico, del carbón o líquidos al gas natural, teniendo en cuenta que en las proyecciones de la UPME dichos sectores son de los de mayor crecimiento.

- Apoyar el reemplazo y chatarrización de las flotas más antiguas de transporte vial de carga y transporte masivo urbano que consumen diésel, sustituyéndolas con vehículos a Gas Euro 6.
 - Facilitar la integración de paquetes de eficiencia energética para usos térmicos directos e indirectos en distritos térmicos y para las pymes. Estimular modelos de gestión de recursos energéticos descentralizados a través de microturbinas, para dar soluciones locales y vender excedentes en las redes eléctricas.
 - Aumentar la presencia del gas como *feedstock* de productos petroquímicos de alto valor agregado y demanda mundial, como la urea.
 - Eliminar barreras para la financiación de producción y consumo de gas. La Taxonomía Verde aprobada por Colombia debe ser sensible a las intervenciones que reduzcan eficientemente las emisiones contra una línea base y al tiempo tengan amplios cobeneficios, tales como la continuidad del servicio, la seguridad energética y la contribución a la reducción de la pobreza y la vulnerabilidad energética.
- La regulación debe atender los siguientes asuntos:
 - Impulsar la creación de un mercado único de gas natural con la integración comercial y física mediante gasoductos e interconexiones de transporte eficiente de los submercados de la Costa y del Interior, con ganancias de escala y aumento de la competencia.
 - Desarrollar una regulación que remunere la red nacional de gasoductos, estimule la adición de reservas domésticas sin administrar el riesgo del producto y preserve la iniciativa de inversión a riesgo en transporte.
 - Desplegar agilidad regulatoria. En la actualidad hay un rezago en la definición de cargos para distribución desde 2018. Los cargos de comercialización tampoco se han actualizado desde la metodología CREG 011-2003, y las tarifas de transporte de gas natural se encuentran vencidas desde 2016/2017.
 - Confirmar las decisiones del borrador de resolución CREG 226 de 2021 donde se establecen condiciones que le otorgan mayor flexibilidad al gas natural comprimido y licuado, y facilitan la comercialización.
 - En el mismo sentido, liberalizar el mercado de comercialización, de manera que los agentes que atienden directamente al usuario puedan ‘canastear’ (*basket*) sus costos y ofrecer esquemas de precio ajustados a las necesidades de los usuarios no regulados y la composición de los consumidores finales de las empresas de distribución.

5.3. Comentarios finales

Colombia debe abrazar las tecnologías más limpias que sean rentables con el propósito de aumentar el consumo de energía por habitante, debe adoptar una política de portafolio para desarrollar sus recursos energéticos, debe proclamar una política de apoyo al desarrollo del gas natural por las dos décadas siguientes, no debe deteriorar la capacidad productiva de las nuevas adiciones en capital en manufactura y equipos con tecnologías distantes de la frontera comercial en el lado de la demanda, no debe dismantelar activos que provean servicios esenciales y cuyo reemplazo sería muy costoso por unidad de GEI removida, debe aumentar el fondeo para investigación y desarrollo en energía, debe estructurar fondos de financiación combinada para el lado de la demanda, puede innovar en modelos de negocios eléctricos y de atención de zonas no interconectadas, debe impulsar el aprovechamiento de la biomasa residual en los entornos rurales, y prepararse para la transición justa en regiones productoras de carbón térmico.

Referencias

Allied Market Research. (2022). Shale Gas Market Outlook – 2030. Disponible en:

<https://www.alliedmarketresearch.com/shale-gas-market>

Arto, I. et al (2016). The energy requirements of a developed world. *Energy for Sustainable Development* 33: 1-13. Disponible en:

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0973082616301892?token=DCAE546523612C909492B9CC71088EAF4E2A17B21489260B0DF561D16893A334E562F88E110702A646B713FD5857CDAB&originRegion=us-east-1&originCreation=20220308212525>

Banco Mundial. (2021). *The Changing Wealth of Nations 2021: Managing Assets for the Future*. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/36400>

Banco Mundial. (2022). CO2 emissions (metric tons per capita). Disponible en:

<https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.PC>

Banco Mundial. (2018). Managing Coal Mine Closure – Achieving a Just Transition for All. Disponible en:

<https://www.worldbank.org/en/topic/extractiveindustries/publication/managing-coal-mine-closure>

Bboxx. (2022). Helping businesses to scale, a state-of-the-art comprehensive management platform. Disponible en: <https://www.bboxx.com/technology/#/top>

Benavides, J. (2022). Retos de la gobernanza y la transición del carbón metalúrgico en Colombia. Trabajo preparado para el DNP. Financiado por el Natural Resource Governance Institute (NRGI).

Benavides, J. (2021). La infraestructura en Colombia: balance, prospectiva y recomendaciones en TIC, electricidad, gas y transporte. En Fedesarrollo (editor) *Descifrar el futuro – La economía colombiana en los próximos diez años*. Bogotá, D.C.: Penguin Random House Grupo Editorial Colombia.

Benavides, J. (2014). La minería en Colombia: principales problemas y hoja de ruta para eliminar cuellos de botella. Capítulo en Benavides, J. (editor) *Insumos para el desarrollo del Plan Nacional de Ordenamiento Minero*. Libro preparado para UPME y ANM. Disponible en:

https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/Insumos_DesarrolloPNO M.pdf

Benavides, J. et al. (2021). Entregable 2.2: Informe que contiene los procesos que permitirían la destinación y gestión efectiva de fuentes nacionales, incluida una estrategia preliminar que conecta los objetivos de la NDC con las fuentes de financiación nacionales. PNUMA-Fedesarrollo.

Benavides, J. y S. Cabrales. (2020). Hacia un mercado único de gas natural. Fedesarrollo. Disponible en: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3908>

Benavides, J. y A. Cadena. (2018). Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. Fedesarrollo. Disponible en:

<https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3673>

BP. (2021). Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition. Disponible en:

<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Chao, H. P., S. Oren y R. Wilson. (2006). Alternative Pathway to Electricity Market Reform: A Risk-Management Approach. Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences. Disponible en:

https://www.researchgate.net/publication/4216480_Alternative_Pathway_to_Electricity_Market_Reform_A_Risk-Management_Approach

DANE. (2022). Cuentas nacionales.

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales>

European Parliament. (2022). Taxonomy: MEPs do not object to inclusion of gas and nuclear activities. Disponible en:

<https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220701IPR34365/taxonomy-meps-do-not-object-to-inclusion-of-gas-and-nuclear-activities>

Hamilton, K. y J. Hartwick. (2005). Investing Exhaustible Resource Rents and the Path of Consumption". *The Canadian Journal of Economics* 38: 615-621. Disponible en:

<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.0008-4085.2005.00295.x>

Hatakenaka, S. et al. (2006). From "Black Gold" to "Human Gold": A Comparative Case Study of the Transition from a Resource-Based to a Knowledge-Based Economy in Stavanger and Aberdeen. Working Paper Series 06-004. MIT-IPC. Disponible en:

<https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.728.153&rep=rep1&type=pdf>

IMF. (2020). Sectoral Policies for Climate Change Mitigation in the EU.

<https://www.elibrary.imf.org/view/journals/087/2020/014/article-A001-en.xml>

IRENA. (2022). Wind energy. <https://www.irena.org/wind>

Kaika, D. y E. Zervas. (2013). The Environmental Kuznets Curve (EKC) theory—Part A: Concept, causes and the CO2 emissions case. *Energy Policy* 62: 1392-1402. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421513007970>

Kang, Y-Q et al. (2016). Environmental Kuznets curve for CO2 emissions in China: A spatial panel data approach. *Ecological Indicators* 63: 231-239. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1470160X15007165>

MADS, IDEAM, PNUD (2022). TERCER INFORME BIENAL DE ACTUALIZACIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO DE COLOMBIA. Dirigido a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Disponible en:

<https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>

Misión Internacional de Sabios 2019. (2020). Colombia hacia una sociedad del conocimiento. Informe de la Misión Internacional de Sabios 2019 por la educación, la tecnología y la innovación. Disponible en:

https://uniandes.edu.co/sites/default/files/asset/document/191205_informe_mision_de_sabios_2019_vpreliminar_1.pdf

Promigas. (2022). Informe del sector de gas natural en Colombia 2021. Disponible en:

<https://www.promigas.com/informeSector2020/Paginas/Resumen-ejecutivo.aspx>

Promigas. (2021). Informe del sector de gas natural en Colombia. Cifras 2020. Disponible en:

<http://52.247.87.160:52345/SiteAssets/ISGN%20COL%202021.pdf>

Promigas (2019). Informe del sector de gas natural en Colombia. Cifras 2018. Disponible en:

<http://52.247.87.160:52345/Documents/InformedelSectorGasNaturalenColombia2019.pdf>

Smil, V. (2020). Energy Transitions: Fundamentals in Six Points. Disponible en:

<https://www.funcas.es/articulos/energy-transitions-fundamentals-in-six-points-papeles-de-energia-n-8/>

UPME. (2021). Plan Energético Nacional 2020-2050. Resumen ejecutivo.

http://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Resumen_Ejecutivo_PEN_2020_2050.pdf

UPME. (2020). Plan de abastecimiento de gas natural.

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

UPME. (2019). Plan Energético Nacional 2020-2050. Documento para consulta. Disponible en:

https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf

UPME. (2021). Plan de Expansión de Referencia - Generación y Transmisión 2020 -2034.

<https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1030>

Valor Analitik. (2022). Uchuva 1, el mayor descubrimiento de gas Ecopetrol en más de 30 años. 29 de julio de 2022.

<https://www.valoraanalitik.com/2022/07/29/uchuva-1-mayor-descubrimiento-ecopetrol-30-anos/>

Vyborov, E. (2019). Hidden cost of the new technology adoption. Disponible en:

<https://medium.com/@evyborov/hidden-cost-of-the-new-technology-adoption-ae32293b7732>

XM (2022). Capacidad instalada por tecnología. <https://www.xm.com.co/>

York, R, y S. E. Bell. (2019). Energy transitions or additions?: Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy. *Energy Research & Social Science* 51: 40-43. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214629618312246>

Apéndice

Supuestos – Modelo térmicas carbón

- Precio spot de la electricidad: Costos marginales pronosticados por la UPME (2021)
- Dólar (COP/USD): Incrementa 4.06% anual
- Índice de Precios al Productor (COP): 3.57% (promedio anual)
- Índice de Precios al Productor (USD): 2.42% (promedio anual)
- Energía total vendida (kWh): Despacho previsto por la UPME para todas las centrales térmicas a carbón
- Precio del carbón doméstico (USD/tonelada): Pronostico de precio de la UPME (2021).
- Heat rate: 9.55 MBTU / MWh
- MBTU a tonelada = 25.27 MBTU / tonelada
- Ingreso cargo por confiabilidad (mm COP): (Obligación de energía firme – Total energía vendida) * CERE (Ingreso total (mm COP): Ingreso cargo por confiabilidad + Ventas de electricidad)
- Ingresos totales (mm COP): Ingreso cargo por confiabilidad + Ventas de electricidad
- OPEX (COP/kWh): 7.50 USD/MWh
- Costos de arranque y parada (mm COP): 600 mm COP * 12 (# arranques y paradas)
- Costo del carbón (COP/kWh): Demanda de carbón (ton) * Precio nacional del carbón (COP/ton) / Energía total vendida (kWh)
- AOM (mm COP): 200 mm COP * capacidad de la planta (MW)
- Impuesto a la renta (mm COP): 35% * EBIT

Supuestos – Modelo planta térmica gas natural

- Precio spot de la electricidad: Costos marginales pronosticados por la UPME
- Dólar (COP/USD): Incrementa 4.06% anual
- Índice de Precios al Productor (COP): 3.57% (promedio anual)
- Índice de Precios al Productor (USD): 2.42% (promedio anual)
- Energía total vendida (kWh): Despacho previsto por la UPME para todas las plantas de gas
- Precio del gas natural (USD/MBTU): Pronósticos de la UPME (2021) para de referencia USD/MBTU diciembre 2020 para Cartagena
- Heat Rate (MBTU/MWh): 10.16 MBTU / MWh
- Ingreso cargo por confiabilidad (mm COP): Obligación de energía firme * CERE: Costo real de energía equivalente del cambio de confiabilidad
- OPEX (COP/kWh): 50 COP/kWh
- Costos de arranque y parada (mm COP): 1 mm COP * 15 (# arranques y paradas)

- Costo del gas (COP/kWh): $\text{demanda de gas (MBTU)} * \text{precio doméstico del gas (COP/MBTU)} / \text{Energía total vendida (kWh)}$
- AOM (mm COP): 100 m USD/año
- Impuesto a la renta (mm COP): $35\% * \text{EBIT}$