

BOGOTÁ, SEPTIEMBRE 5 DE 2023



COSTOS DE FRENAR LA EXPLORACIÓN DE GAS NATURAL EN DOS ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

Investigadores | Sergio Cabrales y Juan Benavides

Fedesarrollo

Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.

Teléfono: (601) 3259777

  @Fedesarrollo

 **FEDESARROLLO**
Centro de Investigación Económica y Social

Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia

Sergio Cabrales y Juan Benavides

5 de septiembre de 2023

Introducción y mensajes centrales

Este documento amplía la argumentación efectuada por Benavides, Cabrales y Delgado (2022), artículo que argumentó la importancia del gas natural y cuantificó los costos de desmontar el gas natural y el carbón de la generación eléctrica en Colombia entre 2023 y 2035.

En esta ocasión se presentan cifras de orden de magnitud sobre densidad energética y los altos costos de la electricidad producida con fuentes no convencionales y baterías, para reforzar la necesidad de una transición a una velocidad que no lesione la economía del país; y se amplía el universo de cálculo de costos directos asociados a las restricciones en oferta de gas, incluyendo los principales sectores de consumo como el residencial, la generación térmica a gas y la industria (por fuera de coquería y refinación). La cuantificación utiliza la mejor información disponible en fuentes públicas.

Existen numerosas alternativas de política para la transición energética, pero hasta la fecha solo se ha propuesto una medida concreta en relación con el gas natural, frenar la exploración - lo que implica la no adición de nuevas reservas en el mediano plazo. El presente documento analiza los costos de dos escenarios más específicos de transición para el gas:

- **Escenario 1.** Consiste en (i) frenar la nueva exploración; (ii) NO construir nueva infraestructura de importación; (iii) desmantelar y sustituir la generación eléctrica a gas natural por generación eólica con el mismo nivel de confiabilidad; (iv) impulsar la electrificación del consumo de gas natural en los sectores residencial e industrial.
- **Escenario 2.** Consiste en (i) frenar la nueva exploración; (ii) ampliar la infraestructura de importación; (iii) mantener la capacidad de generación eléctrica a gas; (iii) mantener el consumo de gas natural en la industria y en los hogares. En los casos (ii) y (iii), la reducción de consumo doméstico se realiza con proporciones crecientes de gas importado.

La Tabla 1 presenta los escenarios de diferenciales de costos con respecto al Escenario 5 Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2020-2034 de la UPME, en lo respectivo al cambio de oferta de generación eléctrica.

Tabla 1. Escenarios de costos por reducción del gas doméstico e implicaciones de modelaje

| Costos | Escenario 1: Transición de tipo 'carbono cero', acelerada | Escenario 2: Transición con aumento de importaciones de gas natural |
|----------------|--|---|
| $\Delta CAPEX$ | <ul style="list-style-type: none"> -Inversión en generación eléctrica eólica que provee el mismo nivel de firmeza la generación eléctrica gas natural bajo condiciones de stress hídrico + costos de activos encallados (<i>stranded assets</i>) -Costo de reemplazo de calderas a gas por calderas eléctricas en industrias seleccionadas -Costo de reemplazo de estufas a gas por estufas de inducción eléctrica en los hogares | <ul style="list-style-type: none"> -Inversión en ampliación de planta de regasificación en 2026 |
| $\Delta OPEX$ | <ul style="list-style-type: none"> -Diferencia entre costos de energía entre gas y electricidad en industrias seleccionadas -Diferencia entre costos de energía entre gas y electricidad para cocción de los hogares | <ul style="list-style-type: none"> -Diferencia entre costos de suministro doméstico e importado + nuevos costos de transporte de la molécula por reconfiguración de flujos (modelo de redes) |

Fuente: elaboración propia.

Como se observa, en el Escenario 1 hay necesidades de inversiones de capital en generación eléctrica eólica, costos de activos encallados, y reemplazo de equipos en el lado de la demanda, mientras que en el Escenario 2 hay una inversión de capital en facilidades de importación de gas natural.

Las principales decisiones empíricas de este estudio son: (i) en el Escenario 1, el desmonte de activos se realiza linealmente entre 2023 y 2030; (ii) se adicionó una perpetuidad del diferencial de los costos de energía eléctrica y gas a partir de 2030 en el Escenario 1 y (iii) por la reducción de reservas domésticas y por importaciones crecientes, el precio del gas al usuario final aumenta entre 2023 y 2030 en el Escenario 2.

Costos del Escenario 1

- El valor presente neto del costo de cambiar la cocción con estufas a gas a estufas de inducción eléctrica en todos los hogares es de **COP\$ 18.27 billones**. El canje de subsidios de gas por subsidios a la electricidad en los estratos más bajos exige adicionar **COP\$ 0.74 billones** por año.
- El valor presente neto del costo de reemplazar la generación eléctrica a gas natural por generación eólica con confiabilidad equivalente tiene un costo de **COP\$ 85.35 billones**.
- El valor presente neto del costo de reemplazar el gas natural por electricidad en calderas en los sectores de productos alimenticios, elaboración de bebidas, textiles, marroquinería, maderas y papel tiene un costo de **COP\$ 10.57 billones**.

Costos del Escenario 2

- El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración del gas es de **COP\$ 3.14 billones**.
- La diferencia en los valores presentes de los costos de transporte del gas al 2030, entre el escenario con y sin exploración, es de aproximadamente **COP\$ 2.00 billones**.
- Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el incremento en el valor presente del costo para suministrar gas a Colombia hasta el 2030 mediante importaciones crecientes equivale a **COP\$ 5.14 billones**.
- Para finales de la década, la tarifa del servicio de gas natural (molécula) experimentará un aumento adicional del 28.71% en el costo del gas y del 50.95% en el transporte, en comparación con el escenario en el que se cuenten con nuevas reservas. Esto podría implicar **un incremento adicional de más del 25%** en la tarifa final.

Reducción de las emisiones anuales de CO2 en el Escenario 1

- Al cambiar la cocción a gas por cocción con estufas de inducción eléctrica de 10.4 millones de hogares se obtendría una reducción anual de **2.5 millones de toneladas de CO2eq**, lo que equivale a 0.83% del total nacional (PNUD, 2022).
- Al reemplazar la generación eléctrica a gas por generación eólica se produciría una reducción anual de **2.3 millones de toneladas de CO2eq**, lo que equivale a 0.76% del total nacional (PNUD, 2022).

- Al cambiar las calderas a gas por calderas eléctricas en los sectores de productos alimenticios, elaboración de bebidas, textiles, marroquinería, maderas y papel se produciría una reducción anual de **0.8 millones de toneladas de CO₂eq**, lo que equivale a 0.27% del total nacional (PNUD, 2022).

Los mensajes centrales de este artículo son los siguientes:

- No existe una fuente energética que domine sobre los demás en costos, continuidad del servicio, emisiones y densidad volumétrica y de área. El gas natural provee energía firme en generación eléctrica, energía densa para la industria y el consumo residencial con menores costos que los combustibles líquidos, y emite menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad energética consumida.
- La crisis de energía en Europa Occidental, que ha sucedido a raíz de los cortes del gas natural por parte de Rusia, muestra la precariedad a la que conduce la pretensión de electrificar toda la oferta energética con fuentes no convencionales de energía renovable y de electrificar todo el consumo final en plazos cortos. Los países comienzan a entender que deben construir portafolios de oferta energética que balanceen la seguridad, la diversificación y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Los costos de cualquiera de los dos escenarios se superponen a las tendencias inflacionarias persistentes en energía que se observan a nivel internacional. En el escenario 1, el cambio de la cocción a gas en 10.4 millones de hogares por estufas de inducción eléctrica, el reemplazo de la generación eléctrica a gas por eólica y reemplazo de las calderas a gas por calderas eléctricas en algunos sectores productivos, reduciría anualmente 5.6 millones de toneladas de CO₂eq. Esto representaría el 3.2% del compromiso del gobierno para la reducción de emisiones de gases de efecto Invernadero (GEI) en el año 2030, con un costo de COP\$ 114.19 billones. A su vez, el escenario 2 muestra la importancia de no descuidar la producción doméstica de gas natural.
- El esfuerzo financiero descomunal con tan bajo impacto sobre el compromiso del gobierno no es financiable por la economía colombiana. En ambos escenarios se comprueba que el gas natural debe adquirir mayor peso en el portafolio de oferta en un entorno internacional donde la seguridad energética retoma visibilidad, y ante las amenazas de desabastecimiento en generación eléctrica ante choques climáticos como el Fenómeno de El Niño.

Capítulo 1. El gas natural como energético indispensable en todos los plazos

1.1. La física de la transición energética

Con las tecnologías disponibles, una inversión de USD 1 millón en paneles solares de escala en los MW produciría 40 millones de kWh en un período de 30 años, USD 1 millón en eólica produciría 55 millones de kWh en el mismo período. En comparación, una inversión en equipos de extracción de petróleo de esquisto generaría 300 millones de kWh en el mismo período.

Cuesta menos de USD 1 almacenar un barril de petróleo o un barril equivalente de petróleo en forma de gas por dos meses. En comparación, con baterías, cuesta USD 200 almacenar la energía equivalente a un barril de petróleo.

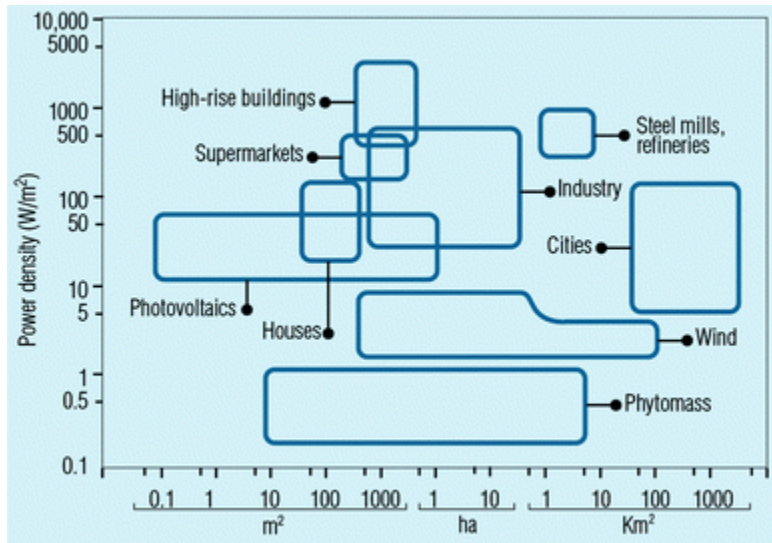
Se requiere construir aproximadamente una capacidad de 3 MW de equipos solares o eólicos por cada 1 MW de generadores térmicos reemplazados (efecto de intermitencia), aunque los costos por kWh sean similares. Con una inversión de USD 200 mil en baterías de tipo Tesla, que pesan 20 mil lb, se puede almacenar la energía equivalente de un barril de petróleo. En comparación, un barril de petróleo pesa 300 libras y se puede almacenar en un tanque que cuesta USD 20.

La Ley de Moore de los chips se extrapola erróneamente a energías limpias. Claramente, las máquinas térmicas tienen su límite (eficiencia de Carnot), pero las plantas eólicas tienen el límite de Betz (60% de captura de energía cinética del aire, vamos en el 40%); y las fotovoltaicas tienen el límite de Shockley-Queisser (33% de los fotones se 'convierten' en electrones, vamos en el 26%).

Mills (2019) plantea que, para reemplazar totalmente los hidrocarburos en los próximos 20 años, la producción mundial de renovables debería multiplicarse por 90. En comparación, le tomó medio siglo a la producción de petróleo y gas multiplicarse por 10. Se estaría pidiendo a las fuentes renovables una velocidad de adopción 9 veces más rápida en casi la mitad del tiempo, con menores ventajas logísticas y de densidad.

Estas características de densidad volumétrica, costos e intermitencia, se unen a la muy baja densidad por área de la potencia necesaria para producir energía mediante fuentes no convencionales de energía renovable (Smil 2015) y su baja alineación con las densidades por área de los usos finales (ver Gráfica 1), y la inexistencia de tecnologías comerciales para reemplazar masivamente la producción de acero, concreto, plástico y fertilizantes, todo ligados a los hidrocarburos.

Gráfica 1. Desalineamiento de densidad por área entre la oferta de renovables y las demandas de energía más importantes



Fuente: Pagliaro et al (2010).

Colombia debe ampliar el uso de las fuentes más limpias de energía, pero, durante 20 años por lo menos, no todo el consumo final de energía se va a electrificar (la electrificación es 21%), ni toda la oferta de electricidad se va a producir con fuentes renovables.

1.2. ¿Por qué se requiere el gas natural en cualquier portafolio de suministro de energía?

El consumo per cápita de energía en Colombia en 2021 fue de 36 GJ/hab, inferior al promedio de América Latina (50 GJ/hab) y casi la mitad del promedio del consumo per cápita mundial (74,1 GJ/hab). En 2018, las emisiones GEI por energía del país fueron de 1,60 toneladas de CO₂/hab, mientras que las de Suecia, Alemania y España fueron de 3,54, 8,55 y 5,52 ton CO₂/hab. El sector de energía no es el principal emisor de GEI, sino el sector de agricultura, forestal y de cambio de uso del suelo (cerca del 55% de las emisiones).

Colombia debe aumentar su consumo de energía per cápita porque tiene un rezago en inversiones de 'ambiente construido' (edificios, infraestructura en sentido amplio), porque no se ha industrializado y porque se deben eliminar la pobreza y la vulnerabilidad energéticas. El análisis detallado de las posibilidades de la transición energética adaptada al contexto sugiere la urgencia de expandir la oferta con un enfoque de portafolio diversificado. El gas natural debe promoverse vigorosamente porque:

- 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. 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. Puede reemplazar paulatinamente al carbón y a los combustibles líquidos y es un insumo clave para la producción de productos petroquímicos.

- 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.
- Tiene la capacidad de: (i) proveer firmeza en generación eléctrica a costos bajos y con menores emisiones relativas que la generación con otros combustibles convencionales; (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; (vi) ayudar a reducir la pobreza y la vulnerabilidad energética y (vii) contribuir a la continuidad y seguridad energética en usos industriales y comerciales que exigen alta densidad volumétrica de energía, como los hornos y las calderas.

Las medidas para orquestar la presencia del gas natural en la canasta energética de Colombia incluyen ante todo que el gobierno se comprometa promover vigorosamente inversiones en toda la cadena para asegurar el abastecimiento y sus contribuciones al bienestar y el crecimiento del país. De manera inmediata:

- En el lado de la oferta, se debe estimular la adición de reservas de gas natural doméstico en condiciones técnicas, sociales y ambientales rigurosas, complementadas por importaciones que no estén sujetas a decisiones discrecionales de abastecimiento.
- En el lado de la demanda, hay que facilitar financiación de la eficiencia energética en usos finales; y promover el ingreso de vehículos a gas Euro 6¹ en transporte vial de carga

¹ El estándar Euro 6 es una normativa establecida por la Unión Europea (UE) que regula las emisiones contaminantes de los vehículos nuevos. Fue implementado gradualmente a partir de septiembre de 2014 para

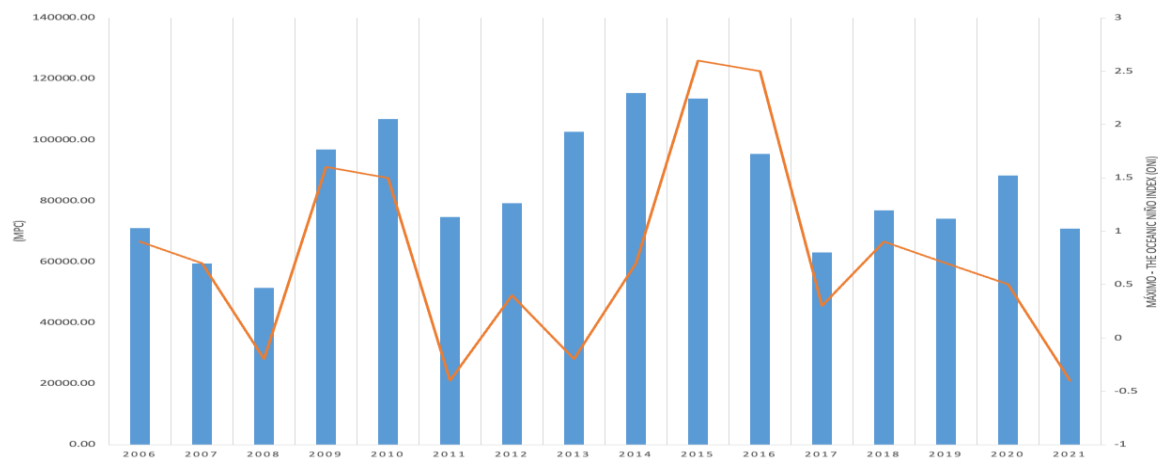
y transporte masivo urbano, que son nichos de alto impacto y alta velocidad de despliegue.

1.3. ¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo en Colombia?

En la actualidad, todos los colombianos utilizan directa o indirectamente el gas natural. Durante los últimos 8 años, aproximadamente el 10% de la energía eléctrica consumida en Colombia ha sido generada mediante plantas térmicas que utilizan gas. El número de hogares que emplean gas para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua supera los 10 millones. Además, sectores como transporte, refinerías, cemento, acero, alimentos, papel y minería también lo utilizan en sus procesos productivos, principalmente a través de calderas y hornos.

Aproximadamente el 15% de la oferta interna bruta de gas, que incluye importaciones de gas natural licuado (LNG), se destina a la generación térmica. El consumo de gas para las plantas térmicas aumenta durante la realización del Fenómeno de El Niño para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, como se observa en la Gráfica 2.

Gráfica 2. Consumo anual de las centrales térmicas a gas versus el máximo del Oceanic Niño Index (ONI)

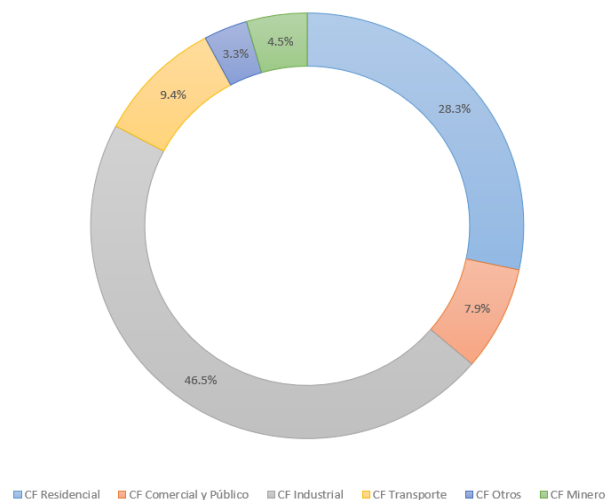


Fuente: Balance energético colombiano 2021 (UPME, 2021) y Cold & Warm Episodes by Season (NOOA, 2023)

La oferta de gas destinada al consumo final se asigna en un 46% al sector industrial, un 28% al sector residencial, un 9% al sector transporte, un 8% al sector comercial, un 4% al sector minero y un 3% a otros sectores (Gráfica 3).

vehículos de pasajeros y en 2015 para vehículos comerciales ligeros. El estándar Euro 6 establece límites estrictos para las emisiones de contaminantes, principalmente óxidos de nitrógeno (NOx) y partículas sólidas.

Gráfica 3. Porcentaje del consumo final de gas natural exceptuando generación de electricidad



Fuente: Balance energético colombiano 2021 (UPME, 2021).

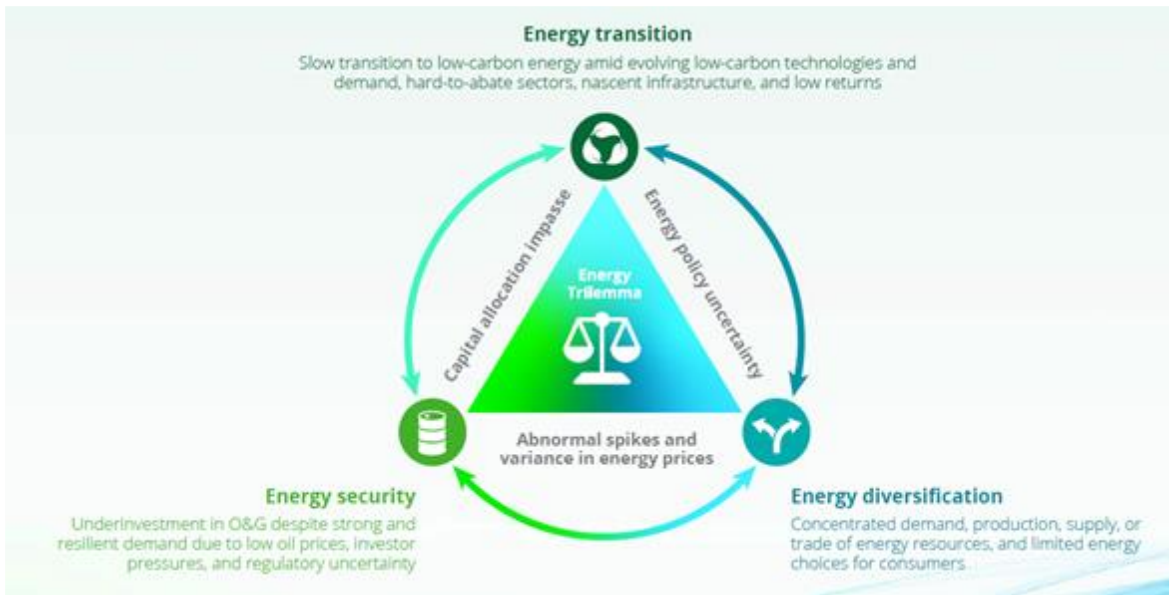
1.4. ¿Qué papel jugará el gas natural en el mediano y largo plazo a nivel internacional?

La pandemia y la ruptura de cadenas de valor, la guerra entre Rusia y Ucrania, la amenaza de corte de exportaciones energéticas como herramienta política, la vulnerabilidad de los países importadores de energía, y el alza de precios de energía y alimentos han dado lugar a timonazos en las políticas de transición energética de los países desarrollados, pasando de la economía del racionamiento a la 'economía del miedo' (Peri, 2023).

Algunos países de la UE han incluido a la energía nuclear y al gas natural dentro de la taxonomía verde y han invertido en capacidad de importación de LNG de países distintos a Europa del este. Según algunos analistas (Peri, 2023), se puede esperar un período de competencia feroz por recursos naturales, conectividad, mano de obra barata y energía.

Esto ha desencadenado un reajuste en los mercados de energía, en todos los combustibles y en todas las geografías. Los componentes de una ecuación energética balanceada—seguridad energética, diversificación del suministro y transición baja en carbono—están bajo presión severa o enfrentan un 'trilema' de preocupaciones (Gráfica 4). En el pilar de seguridad energética, debe notarse que la incertidumbre regulatoria es crítica para atraer inversiones que aseguren el suministro.

Gráfica 4. El 'trilema' de la energía desde 2022



Fuente: Deloitte (2023).

Aunque en el verano de 2023 los precios del gas han reducido su volatilidad, queda la cicatriz de la interrupción del comercio de energía entre Europa y Rusia que llevó a los mercados mundiales del gas a nuevos máximos de precios, que alcanzaron de seis a diez veces los precios del Henry Hub².

La política energética de los Estados Unidos y Europa comenzó a cambiar en 2022, tras la invasión rusa de Ucrania. Como consecuencia, el impulso ha pasado de buscar la eliminación gradual del gas natural, a utilizarlo y al tiempo reducir sus emisiones de GEI mientras se desarrollan y despliegan alternativas más limpias. Se esperan aumentos en la inversión en gas natural en 2023, que comprenden inversiones que reducen los gases de efecto invernadero (GEI). Europa y Estados Unidos anunciaron varias políticas en 2022 para incentivar la inversión en gas natural y garantizar la reducción de emisiones, que incluyen:

- Taxonomía de la UE. La taxonomía de la UE ahora considera el gas natural como una actividad económica ambientalmente sostenible, siempre que los nuevos proyectos de gas natural reemplacen generación a carbón, reduzcan emisiones y sea parte de una senda de conversión total a combustibles renovables o bajos en carbono en 2035.
- Declaración conjunta entre Estados Unidos y la Comisión Europea sobre la seguridad energética en Europa. La declaración formula compromisos para aumentar las

² El índice Henry Hub es un indicador de precios utilizado como referencia para el comercio de gas natural en los Estados Unidos.

exportaciones de GNL de Estados Unidos a Europa hasta 2030 y reducir la intensidad de emisiones de la nueva infraestructura de GNL.

- Ley de Reducción de la Inflación. Esta ley aumenta la dinámica de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas en los Estados Unidos. También pone tarifas sobre el exceso de emisiones de metano y ofrece subvenciones a las empresas de petróleo y gas natural para monitorear y reducir los escapes y la combustión no útil del metano.

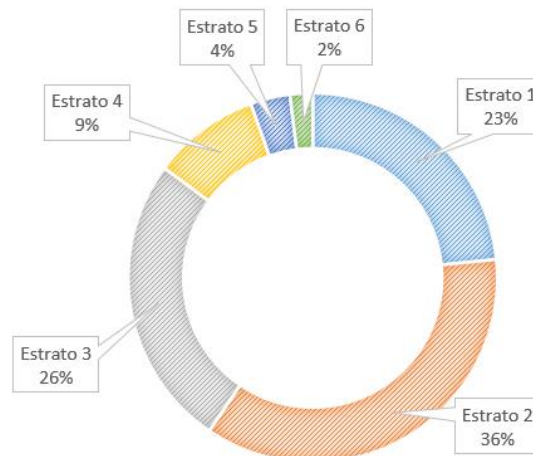
Capítulo 2. Metodología para estimar costos incrementales del Escenario 1

El Escenario 1 consiste en (i) frenar la nueva exploración; (ii) NO construir nueva infraestructura de importación; (iii) dismantelar y sustituir la generación eléctrica a gas natural por generación eólica con el mismo nivel de confiabilidad; (iv) impulsar la electrificación del consumo de gas natural en los sectores residencial e industrial.

2.1. Metodología para estimar los costos incrementales en los consumidores residenciales

En Colombia, 10,4 millones de hogares utilizan el servicio de gas natural. Según el Balance Energético Colombiano (BECO) de la UPME (2021), en el año 2021, el 98% de esos hogares son urbanos y el 2% son rurales. La Gráfica 5 muestra el total de suscriptores residenciales del servicio de gas natural por estrato socioeconómico. Los hogares de estrato 1 y 2 que utilizan gas natural suman 6.2 millones, lo que representa el 59% del total de suscriptores.

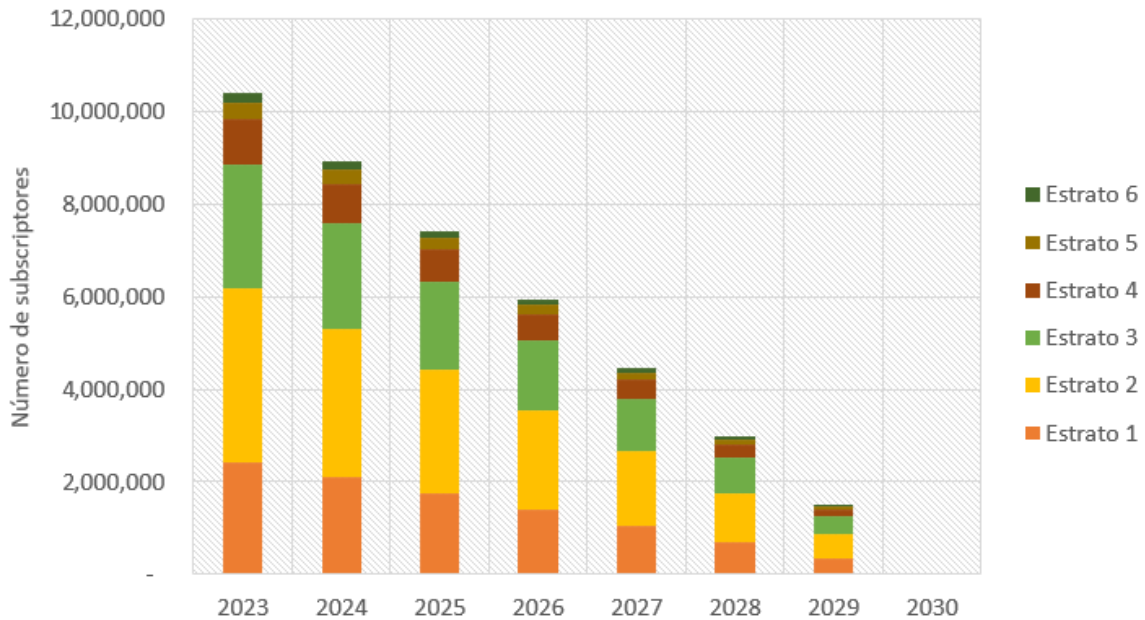
Gráfica 5. Porcentaje por estrato del número de suscriptores del servicio de gas (2022)



Fuente: Sistema Único de Información de servicios Público domiciliarios, SUI (2022).

Para calcular la diferencia en los costos entre el uso de una estufa de gas natural y una estufa de inducción eléctrica que proporciona el mismo nivel de servicio en un hogar colombiano, se sigue la senda presentada en la Gráfica 6.

Gráfica 6. Senda del cambio al 2030 de usuarios residenciales del servicio de gas



Fuente: cálculos propios y SUI (2022).

Los pasos para calcular la diferencia de costos en generación son:

- (i) Se estima el valor presente del costo del servicio de gas natural para la cocción de alimentos en un horizonte de T años:

$$Costo_{gas}^{energía} = \sum_{i=1}^T \frac{12 * Tarifa_{gas}^{estrato} * Consumo_{gas}^{estufa}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Donde:

$Costo_{gas}^{energía}$ es el costo del gas consumido en estufas en un horizonte de análisis de T años

$Tarifa_{gas}^{estrato}$ es el costo unitario (CU) por metro cubico de gas para usuarios residenciales, que incluye los componentes de suministros, transporte y distribución. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios del 60% y 50%, respectivamente, sobre el costo unitario. Por otro lado, los usuarios de los estratos 5 y 6 pagan una contribución del 20% sobre el costo unitario.

$Consumo_{gas}^{estufa}$ es el consumo mensual de una estufa a gas natural en metros cúbicos por hogar

r_{WACC} es la tasa de descuento aplicada

- (ii) Se estima el valor presente del costo de servicio de electricidad para la cocción de alimentos mediante estufas de inducción para un horizonte de T años:

$$Costo_{electricidad}^{energía} = \sum_{i=1}^T \frac{12 * Tarifa_{electricidad}^{estrato} * Consumo_{electricidad}^{estufa}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Donde:

$Costo_{electricidad}^{energía}$ es el valor total esperado por la electricidad consumida en un horizonte de análisis de T años

$Tarifa_{electricidad}^{estrato}$ es el costo unitario por kWh para usuarios residenciales que es la agregación de seis componentes: generación, transmisión, comercialización, distribución, pérdidas, y restricciones. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios del 60%, 50% y 15%, respectivamente, sobre el costo unitario. Los usuarios de los estratos 5 y 6 pagan una contribución del 20% sobre el costo unitario

$Consumo_{electricidad}^{estufa}$ es el consumo mensual de electricidad de una estufa de inducción eléctrica por hogar y se calcula como el consumo de gas para la cocción de alimentos ($Consumo_{gas}^{estufa}$) multiplicado por el factor de eficiencia energético de una estufa a gas ($Eficiencia_{gas}^{estufa}$) dividido el factor energético de una estufa a inducción:

$$Consumo_{electricidad}^{estufa} = Consumo_{gas}^{estufa} * \frac{Eficiencia_{gas}^{estufa}}{Eficiencia_{inducción}^{estufa}}$$

- (iii) Se determina el costo de una nueva estufa de inducción eléctrica ($Costo_{inducción}^{estufa}$).

- (iv) Se calcula la diferencia (Δ) entre los valores presentes de los costos del servicio de gas y electricidad, y el costo de una estufa de inducción. Esto representa el valor presente del costo para un hogar de reemplazar la estufa de gas por una estufa de inducción que proporciona el mismo nivel de servicio para la cocción de alimentos. En Colombia, esta diferencia depende del estrato del hogar, lo cual afecta las tarifas de gas y energía.

$$\Delta = Costo_{gas}^{energía} - Costo_{electricidad}^{energía} - Costo_{inducción}^{estufa}$$

Adicionalmente, se cuantifica la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (ΔGEI) debido al cambio de estufa, de la siguiente manera:

$$\Delta GEI = Factor_{gas}^{GEI} * Consumo_{gas}^{estufa} - Factor_{electricidad}^{GEI} * Consumo_{electricidad}^{estufa}$$

Donde:

$Factor_{gas}^{GEI}$ es el factor de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en kilogramos de CO₂ equivalentes por metro cubico de gas natural genérico, y

$Factor_{electricidad}^{GEI}$ es el factor de emisiones de CO₂, CH₄ y N₂O en kilogramos de CO₂ equivalentes por un kWh.

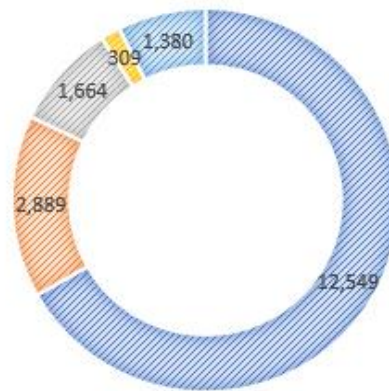
2.2. Metodología para estimar los costos incrementales en generación eléctrica

Se actualiza el cálculo realizado por Benavides, Cabrales y Delgado (2022), que se realizó sobre una senda lineal hasta el desmonte total en 2035 de toda la capacidad instalada de generación a gas natural y a carbón, y su reemplazo por plantas eólicas que proveen un nivel de servicio equivalente. Al igual que en el estudio de Benavides et al. (2022), no se considera la generación de renovables no convencionales mediante energía solar debido a su incapacidad para brindar potencia en el pico de demanda eléctrica en Colombia (7:00 P.M. - 9:00 P.M.). En esta ocasión, se asume que el desmonte de gas se realizará gradualmente hasta el 2030.

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

Gráfica 7. Capacidad instalada de generación existente (2023)

■ Agua ■ Gas ■ Carbon ■ Solar y Viento ■ Otros

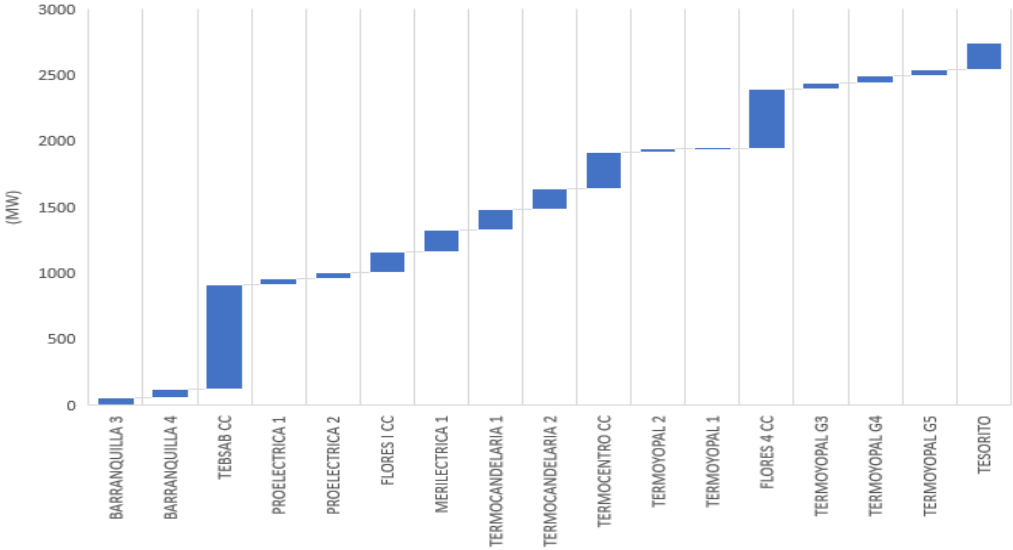


Fuente: XM (2023).

Las plantas de generación térmica a gas más antiguas en operación datan de 1980 en Barranquilla, mientras que las más recientes son Termoyopal G5 y Tesorito, construidas en 2022. En total, hay 17 plantas térmicas a gas en funcionamiento que aportan centralmente y representan el 15.4% de la capacidad instalada nacional (Gráfica 8). Sin embargo, también

existen otras 14 plantas térmicas a gas que no se encuentran despachando energía dentro del mercado mayorista.

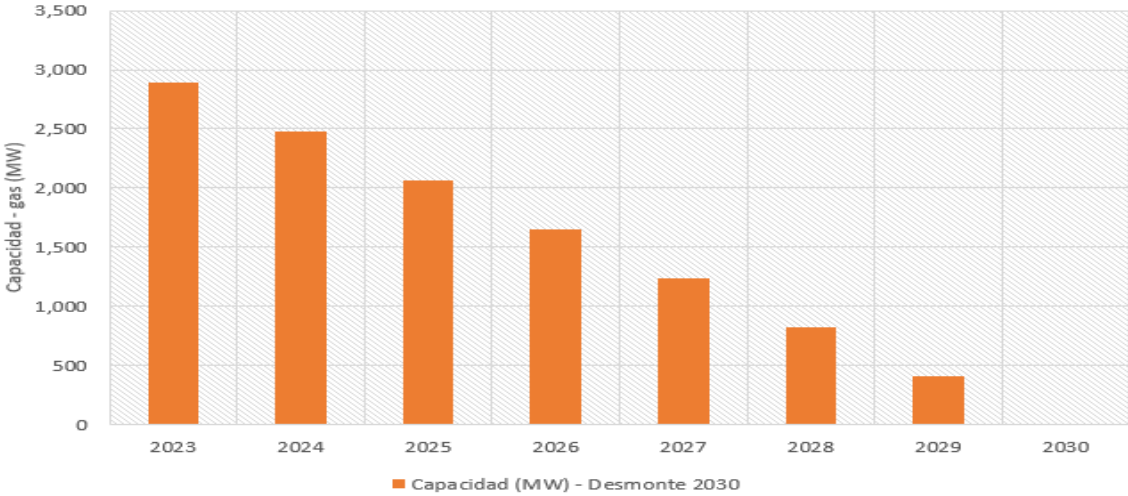
Gráfica 8. Plantas de generación térmicas a gas que despachan centralmente



Fuente: XM (2023).

Para calcular el costo de desmantelar al 2030 la capacidad de generación térmica con gas: (i) se utiliza el Escenario 5 del Plan de Expansión de Generación y Transmisión 2020-2034 de la UPME, que es el más probable debido a la inclusión de eventos climáticos como El Niño y La Niña, así como la entrada en operación de la primera fase del proyecto Hidroituango con 1,200 MW; (ii) se sigue la senda de remoción de plantas de generación a gas de la Gráfica 9.

Gráfica 9. Senda de remoción al 2030 de la capacidad de generación eléctrica a gas



Fuente: cálculos propios y XM (2023).

Los pasos para estimar los costos de la remoción de la generación térmica a gas son:

- (i) Se estima el factor máximo de despacho ($FactorDespacho_{gas}^{max}$) de las plantas térmicas a gas para poder calcular la capacidad efectiva que se requiere con generación eólica:

$$FactorDespacho_{gas}^{max} = \max \left\{ \frac{Despacho_{gas}}{CapacidadEfectiva_{gas}} \right\}$$

Donde:

$Despacho_{gas}$ es el despacho de la agregación de todas las plantas térmicas a gas

$CapacidadEfectiva_{gas}$ es la sumatoria de las capacidades efectivas de las plantas a gas

- (ii) Se calcula la capacidad efectiva eólica requerida para reemplazar la capacidad efectiva instalada de plantas térmicas a gas:

$$CapacidadEfectiva_{eólico} = \frac{CapacidadEfectiva_{gas} * FactorDespacho_{gas}^{max}}{FactorDespacho_{eólico}}$$

Donde:

$FactorDespacho_{eólico}$ es el factor promedio de las plantas eólicas, y

$CapacidadEfectiva_{eólico}$ es la capacidad efectiva requerida de las plantas eólicas

- (iii) Se estima el costo de instalación ($CAPEX_{eólico}$) requerido para reemplazar la generación a gas con ayuda de la capacidad efectiva eólica requerida:

$$CAPEX_{eólico} = CostoInstalación_{eólico} * CapacidadEfectiva_{eólico}$$

Donde:

$CostoInstalación_{eólico}$ es el costo total de instalación por kW.

- (iv) Se calcula el costo de reemplazar la capacidad de generación eléctrica a gas con la senda de la Gráfica 9, utilizando la capacidad efectiva de las plantas eólicas y el costo de instalación

- (v) Se estima la compensación actuarialmente justa para los inversionistas de las plantas térmicas a gas debido a la implementación de una política que cambia las reglas del juego en términos de ingresos y costos en sectores regulados, convirtiendo así sus inversiones existentes en activos encallados (*stranded assets*) al 2030. El cálculo del valor de los activos encallados se basa en el valor presente neto los flujos de caja libre

esperados de las capacidades térmicas a gas que serían retiradas del sistema. Los flujos proyectados se basan en el Escenario 5 de la UPME.

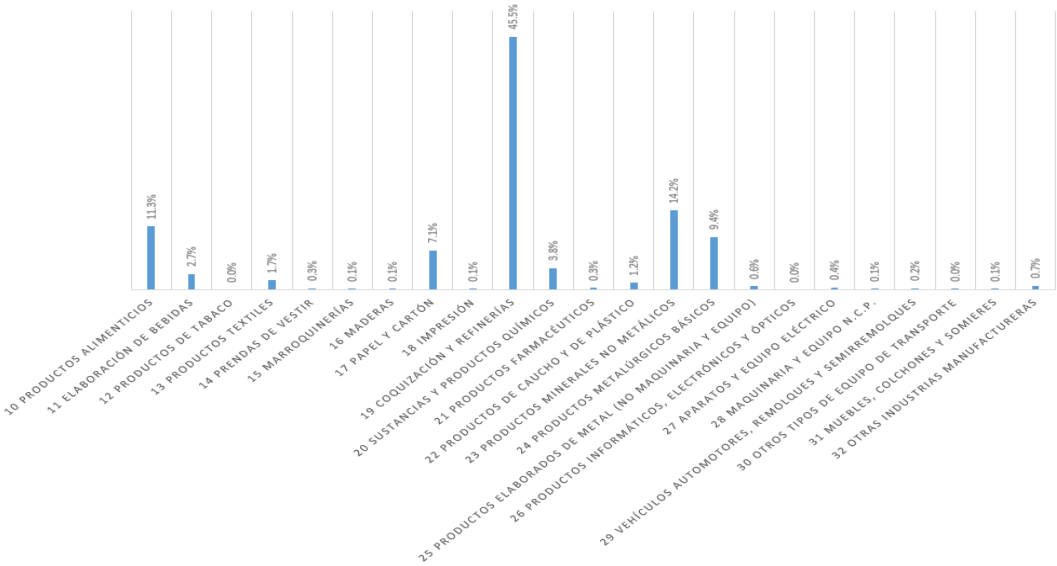
(vi) El costo de reemplazar la generación a gas existente con generación eólica de manera al 2030 es el igual al costo de reemplazar la generación a gas existente con generación eólica y el costo de los activos encallados.

Adicionalmente, se calcula la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que se genera al dismantelar las plantas térmicas a gas.

2.3. Metodología para estimar los costos incrementales de sectores industriales seleccionados

El consumo de los sectores industriales representa el 46% del total nacional, lo que significa ser el primer consumidor final. Según el Balance Energético Colombiano de la UPME (2021), el 45% del consumo lo concentra refinерías, seguido de productos minerales no metalúrgicos (14%), productos metalúrgicos (9%), productos alimenticios (11%), y papel y cartón (7%). La Gráfica 10 muestra los porcentajes del consumo final de gas en las industrias para el año 2021. El análisis se realiza para productos alimenticios, elaboración de bebidas, productos textiles, marroquinería, maderas y papel, que explican el 20% del consumo de todo el consumo de gas natural en toda la industria, que es la gran mayoría del consumo después de excluir coquización y refinерía.

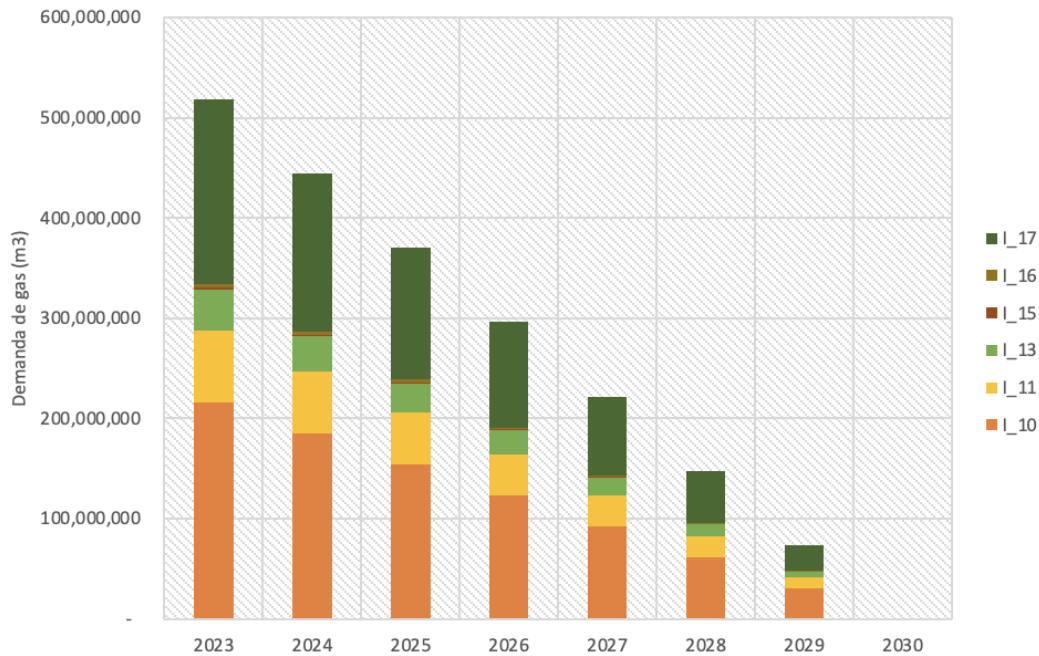
Gráfica 10. Porcentaje por sector del consumo final de gas en las industrias (2021)



Fuente: Balance energético colombiano, UPME (2021).

Para calcular el costo directo asociado a la sustitución de las calderas que utilizan gas natural por calderas que utilizan electricidad en cada sector industrial analizado, se sigue la senda de la Gráfica 11.

Gráfica 11. Senda del cambio al 2030 de calderas de gas a calderas eléctricas



Fuente: cálculos propios y BECO (2021).

Los pasos para estimar los costos para las industrias seleccionadas son:

- (i) Se estima el valor presente del costo del servicio de gas natural para el uso en calderas a un horizonte de T años:

$$Costo_{gas}^{energía} = \sum_{i=1}^T \frac{12 * Tarifa_{gas}^{industrial} * Consumo_{gas}^{caldera}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Donde:

$Costo_{gas}^{energía}$ es el costo del gas consumido en calderas en T años

$Tarifa_{gas}^{industrial}$ es el costo unitario (CU) por metro cubico de gas para usuarios industriales que es la agregación de los componentes de suministros, transporte y distribución.

$Consumo_{gas}^{caldera}$ es el consumo mensual promedio por sector

r_{WACC} es la tasa de descuento aplicada

- (ii) Se estima el costo anual del servicio de electricidad utilizado por las calderas de electricidad basado en los factores de eficiencia de las calderas a gas y electricidad, y luego su valor presente, $Costo_{electricidad}^{energía}$, a un horizonte de T años:

$$Consumo_{electricidad}^{caldera} = Consumo_{gas}^{caldera} * \frac{Eficiencia_{gas}^{caldera}}{Eficiencia_{electricidad}^{caldera}}$$

$$Costo_{electricidad}^{energía} = \sum_{i=1}^T \frac{Tarifa_{electricidad} * Consumo_{electricidad}^{caldera}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Donde

$Eficiencia_{gas}^{caldera}$ es la eficiencia de las calderas convencionales a gas

$Eficiencia_{electricidad}^{caldera}$ es la eficiencia de las calderas eléctricas

$Costo_{electricidad}^{energía}$ es el valor total esperado del gas en un horizonte de análisis de 10 años

$Tarifa_{electricidad}^{estrato}$ es el costo unitario por kWh para usuarios residenciales es la agregación de seis componentes: generación, transmisión, comercialización, distribución, pérdidas, y restricciones. Los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial pagan una contribución del 20% sobre el CU

$Consumo_{electricidad}^{caldera}$ es el consumo mensual promedio por sector

- (iii) Se determina el costo de una nueva caldera eléctrica ($Costo_{electricidad}^{caldera}$)

- (iv) Se calcula la diferencia (Δ) entre los costos presentes de los servicios de gas natural y electricidad, y el valor de las calderas eléctricas que brinden el mismo nivel de servicio. Esto representa el valor presente del cambio de utilizar una caldera de gas a una caldera eléctrica.

$$\Delta = Costo_{gas}^{energía} - Costo_{electricidad}^{energía} - Costo_{electricidad}^{caldera}$$

Por último, se calculan los costos directos asociados a la remoción al 2030 de todas las calderas a gas en los sectores seleccionados. El cálculo se realiza sumando las diferencias entre los costos y los beneficios de cambiar las calderas a gas a calderas eléctricas, siguiendo la siguiente senda de demanda para cada sector industrial.

Adicionalmente, se cuantifica la reducción esperada de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) debido al cambio de calderas de gas a calderas eléctricas para cada uno de los sectores analizados.

Capítulo 3. Parámetros y resultados del Escenario 1

Las estimaciones se realizan con la información disponible en fuentes públicas y estudios sectoriales sobre el consumo final e intermedio de gas natural, que no son sistemáticos y tienen una baja granularidad. Por las anteriores limitaciones, las estimaciones en el sector residencial se concentran en la cocción de alimentos, mientras que en el sector industrial se enfocan en las calderas para seis sectores que explican el 20% del total del consumo industrial de gas (después de haber excluido el sector de coquerías y refinerías). La sustitución de activos de las estufas, calderas y generación eléctrica se realiza entre 2023 y 2030.

3.1. Costos incrementales para los consumidores residenciales

El cálculo del cambio en el costo de propiedad al cambiar de una estufa a gas a una estufa eléctrica de inducción utilizó los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de reemplazo de las estufas a gas por estufas de inducción eléctrica al 2030 y una tasa social de descuento (r_{WACC}) de 12%.
- Se seleccionaron las 5 ciudades principales para representar a los consumidores residenciales colombianos.
- Las tarifas de energía eléctrica y gas natural corresponden al promedio del año 2022 (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2022).
- La demanda mensual de gas para la cocción de alimentos es igual al promedio del consumo del sector residencial (Balance energético colombiano, 2021) dividido el número de suscriptores residenciales (SUI, 2022).
- El factor de eficiencia energética de una estufa convencional a gas es 40% (DOE, 2008).
- El factor de eficiencia energética de una estufa de inducción eléctrica es 90% (Sadhu et al., 2010).
- Los costos de adquirir una nueva estufa de inducción eléctrica se basan en cotizaciones a grandes superficies (PROURE 2022-2030).

Los costos incrementales al pasar de una estufa a gas a una estufa de inducción eléctrica en un hogar, según su estrato social, se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Costos incrementales de pasar de una estufa a gas a una de inducción eléctrica de un hogar (COP\$), por estrato y en las principales ciudades

| | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Bogotá | -\$2,777,364 | -\$2,870,050 | -\$2,777,526 | -\$3,333,479 | -\$3,518,851 | -\$3,518,851 |
| Medellín | -\$2,908,790 | -\$3,034,333 | -\$3,047,828 | -\$2,854,113 | -\$3,913,132 | -\$3,913,132 |
| Barranquilla | -\$3,191,650 | -\$3,387,908 | -\$3,628,527 | -\$3,405,249 | -\$4,369,196 | -\$4,369,196 |
| Bucaramanga | -\$3,134,724 | -\$2,584,998 | -\$3,603,223 | -\$4,226,881 | -\$4,590,934 | -\$4,590,934 |
| Cali | -\$2,699,911 | -\$2,773,234 | -\$2,515,917 | -\$3,139,848 | -\$3,286,493 | -\$3,286,493 |

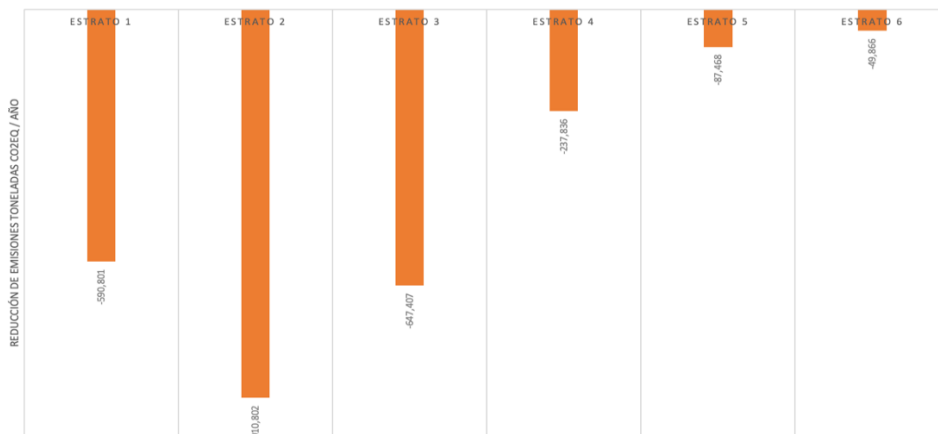
Fuente: cálculos propios.

En todos los estratos, las diferencias entre los beneficios y los costos económico del cambio de la estufa a gas son negativos, lo que significa que no existe un incentivo económico para cambiar la estufa de gas a una de inducción eléctrica.

Los costos unitarios del gas y la electricidad son determinantes en el costo del cambio de propiedad. Por ejemplo, en Cali, donde el costo unitario del gas es más alto, el cambio de propiedad es menor. Mientras tanto, Bucaramanga tiene uno de los costos unitarios más bajos de gas, lo que significa que ningún hogar tiene incentivos económicos para cambiar su estufa de gas.

La reducción anual de gases de efecto invernadero (GEI) debido al cambio de la estufa a gas es de aproximadamente 340 kilogramos de CO₂eq por cada hogar. La Gráfica 12 muestra un resumen de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para todos los hogares de cada uno de los estratos después del cambio a las estufas eléctricas de inducción, de los 10.4 millones de hogares que utilizan gas para la cocción de alimentos.

Gráfica 12. Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al pasar de una estufa de gas a una de inducción eléctrica por estrato (toneladas CO₂eq por año)

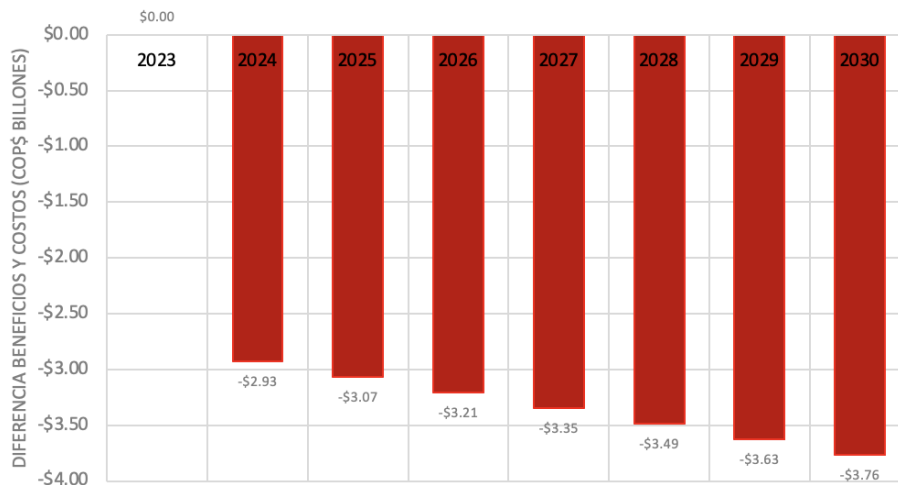


Fuente: cálculos propios.

Los costos incrementales asociados a la remoción acelerada al 2030 del gas natural en la cocción de todos los hogares es **COP\$ 18.27 billones**, incluyendo el valor de la perpetuidad de la diferencia del costo del energético, como se muestra en la Grafica 13. Si todos los hogares cambiaran de cocinar a gas a cocinar con electricidad, el gobierno dejaría de subsidiar las tarifas de gas en COP\$ 1.14 billones anualmente, pero aumentaría el subsidio a las tarifas de electricidad en COP\$ 1.88 billones. En balance, el aumento en los subsidios del gobierno equivaldría a **COP\$ 0.74 billones por año**. El cambio de 10.4 millones de

hogares que utilizan gas para cocinar implica una reducción anual de **2.5 millones de toneladas de CO2eq**.

Gráfica 13. Costos incrementales de la remoción de las estufas a gas y su reemplazo por estufas de inducción al 2030 (\$COP billones)



Fuente: cálculos propios.

3.2. Costos incrementales para la generación eléctrica

El cálculo del replazo la generación a gas con generación eólica utiliza los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de desmote y replazo de la generación eléctrica a gas por generación eólica al 2030 y una tasa social de descuento (r_{WACC}) de 12%.
- El costo total de instalación de capacidad eólica se estima en USD\$ 1,325 por kW (IRENA,2023).
- Tasa de cambio dólar (COP/USD): \$ 4,500.
- Precio spot de la electricidad: costos marginales pronosticados por la UPME (2021).
- 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 (COP): \$ 1,000,000,000.
- Número anual de arranques y paradas: 15.
- Costo del gas (COP/kWh): demanda de gas (MBTU) * precio doméstico del gas (COP/MBTU) / Energía total vendida (kWh).

- AOM (USD/año): \$ 100,000,000.
- Impuesto a la renta (mm COP): 35% * EBIT.

Como se observa en la Tabla 2, las plantas a gas natural tienen un factor de despacho máximo de 88,10% y las plantas eólicas tienen un factor de capacidad efectivo promedio de 36% (no despachable).

Tabla 2. Capacidad efectiva y factor de despacho por tecnología (2015-2023)

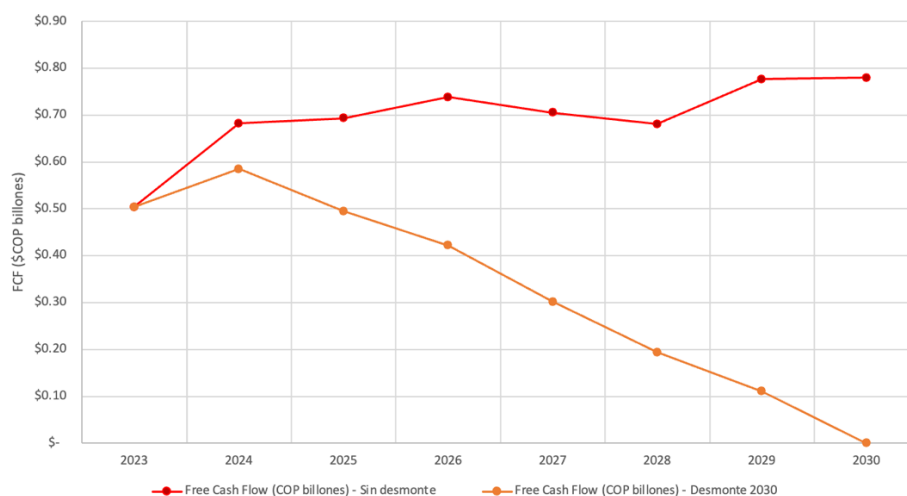
| | Capacidad efectiva (MW) | Factor de despacho promedio (%) | Factor de despacho mínimo (%) | Factor de despacho máximo (%) |
|--------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Agua | 12,549 | 53.19% | 20.12% | 70.27% |
| Gas natural | 2,889 | 33.49% | 10.10% | 88.10% |
| Carbón | 1,664 | 41.32% | 0.00% | 95.59% |
| Viento | 18 | 36%* | | |
| Solar | 290 | 16%* | | |
| Otros ³ | 1,380 | 27.01% | 0.52% | 35.79% |
| Total | 18,791 | 46.83% | 34.71% | 54.49% |

Fuente de los datos: XM (2023), * valores de referencia de IRENA (2023) – Capacity factor (%).

El costo de *reemplazar* la capacidad de generación térmica a gas por eólica equivale a **COP\$ 81.04 billones de pesos**. El costo de los activos encallados (*stranded assets*) para la generación eléctrica a gas es igual al valor presente neto (VPN) de los flujos de caja libre sin desmonte (curva roja), incluyendo el valor de la perpetuidad, y el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja libre con el desmonte hasta 2030 (curva naranja), como se muestra en la Gráfica 14. La diferencia entre estos dos valores presentes netos asciende a **COP\$ 4.32 billones**.

³ Otros: ACPM, Bagazo, combustóleo, Jet A-1.

Gráfica 14. Flujos de caja libre estimado para térmica – gas natural (\$COP billones)



Fuente: cálculos propios.

El costo total de desmantelar la generación térmica a gas y reemplazarla por generación eólica asciende a **COP\$ 85.35 billones**. Se estima una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero anuales de **2.3 millones de toneladas de CO₂eq**, lo que representa una disminución aproximada de 40 gramos de CO₂eq por cada kWh generado.

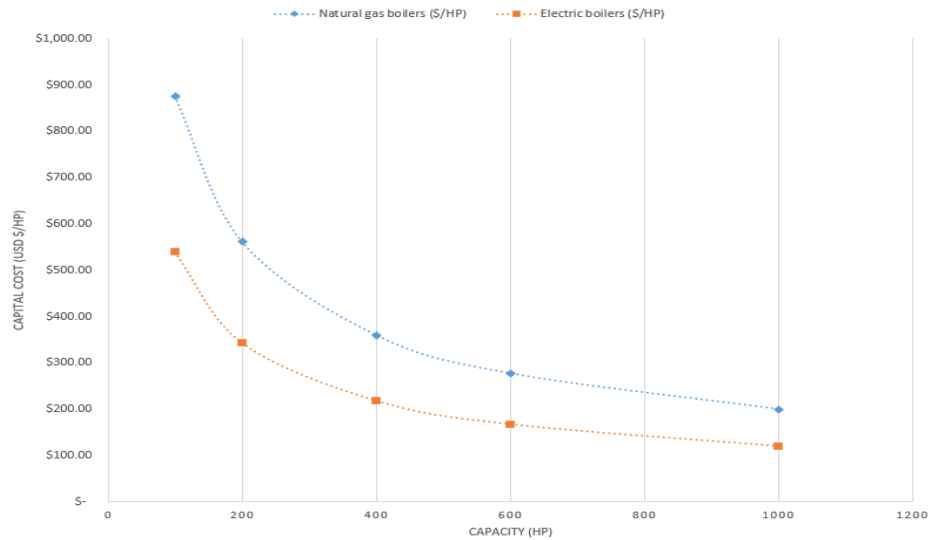
3.3. Costos para los mayores consumidores industriales

El cálculo del reemplazo de las calderas a gas por calderas eléctricas en las industrias seleccionadas utiliza los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de análisis al 2030 y una tasa social de descuento (r_{WACC}) de 12%.
- El inventario inicial y su capacidad asociada de las calderas de gas se basa en el informe final: “Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIU 10 a 18 en Colombia” (UPME, 2018).
- El inventario final de calderas de gas se realizó extrapolando el inventario inicial con el consumo actual de cada subsector manufacturero.
- La eficiencia de calderas convencionales de gas se supone igual a 75% (Wouter et al., 2010).
- La eficiencia de calderas convencionales eléctricas se supone igual a 99% (Schoeneberger et al., 2019).
- Tasa de cambio: dólar (COP/USD): \$ 4,500.
- Las tarifas de energía eléctrica y gas natural corresponden al promedio del año 2022 (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2022).

- Los costos de adquirir una nueva caldera eléctrica (NREL, 2017) y cotizaciones comerciales Viessmann Vitomax 100-1 boiler, Bosch 1000-1000 boiler, y Burnham 1000HP boiler.

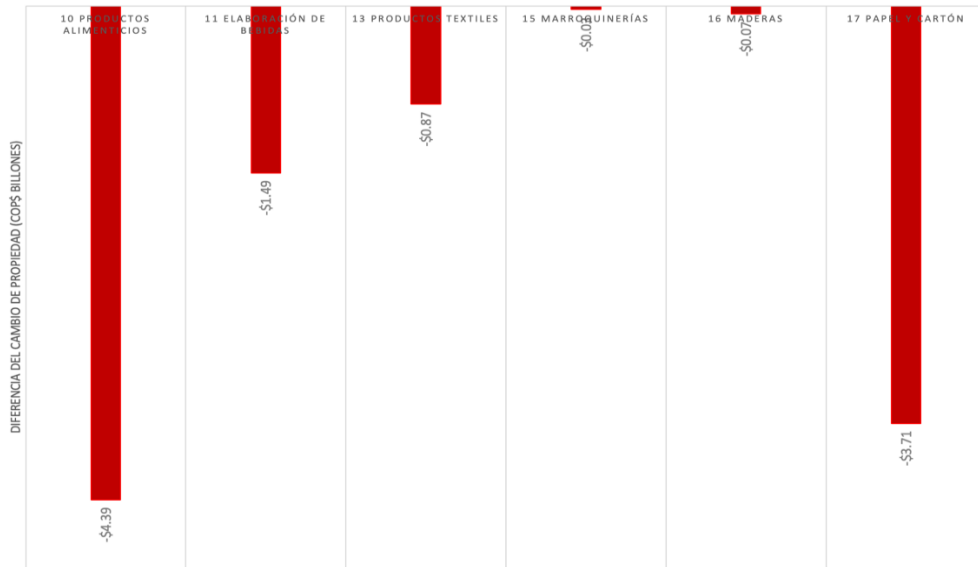
Gráfica 15. Costos de instalación de calderas a gas y calderas a electricidad (USD\$ por HP)



Fuente de los datos: NREL (2017) y cotizaciones comerciales (Viessmann Vitomax 100-1 boiler, Bosch 1000-1000 boiler, y Burnham 1000 HP boiler)

Al aplicar la metodología de cálculo de costos a los seis sectores de la industria, la diferencia de costos entre las calderas a gas y las calderas eléctricas es negativa en todos los subsectores, lo que significa que ningún sector tiene incentivos económicos para cambiar sus calderas a gas, ver Gráfica 16. El valor presente de los costos de cambiar las calderas a gas por eléctricas en los seis sectores al 2030 asciende a **COP\$ 10.57 billones**, monto que incluye el valor de la perpetuidad de la diferencia del costo del energético.

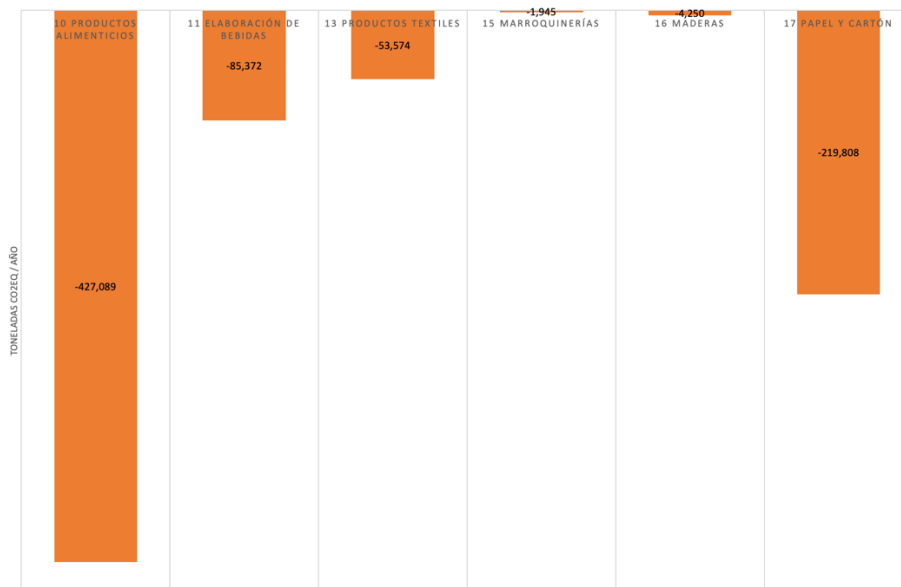
Gráfica 16. Diferencia en el costo total de propiedad para cada subsector (COP\$ billones)



Fuente: cálculos propios.

Las reducciones anuales de emisiones de efecto invernadero para estos seis sectores equivaldría a **0.8 millones de toneladas de CO₂eq**. La reducción de emisiones esperada para cada sector se encuentra en la Grafica 17.

Gráfica 17. Reducción estimada de gases de efecto invernadero por subsector (toneladas CO₂eq por año)



Fuente: cálculos propios.

Capítulo 4. Metodología para estimar costos incrementales del Escenario 2

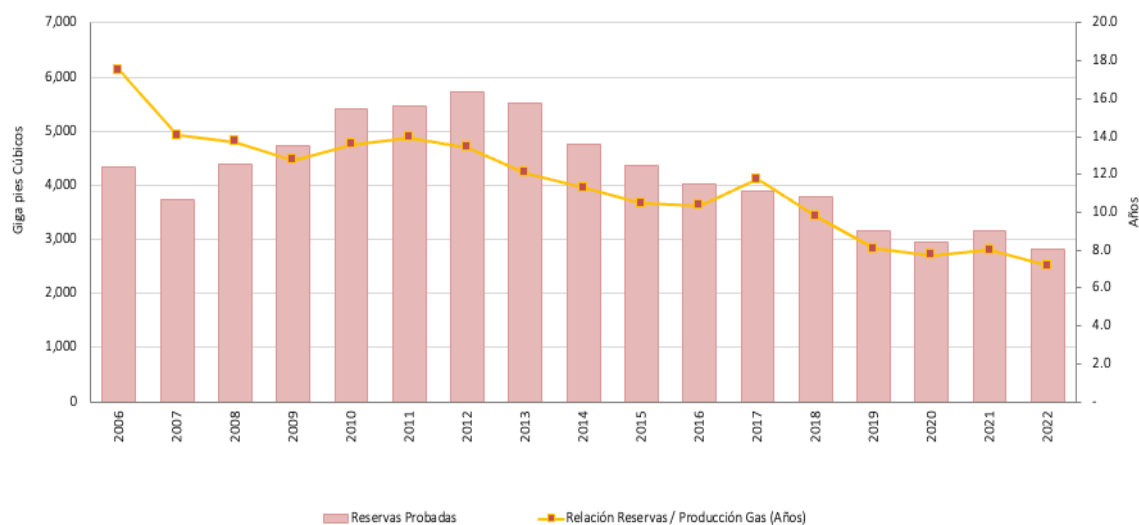
El Escenario 2 consiste en (i) frenar la nueva exploración; (ii) ampliar la infraestructura de importación; (iii) mantener la capacidad de generación eléctrica a gas; (iii) mantener el consumo de gas natural en la industria y en los hogares. En los casos (ii) y (iii), la reducción de consumo doméstico se realiza con proporciones crecientes de gas importado.

4.1. Contexto para un escenario de importaciones y precios internacionales

En 2022, la producción comercializada promedio de gas natural fue de 392 Giga pies cúbicos (Gpc), y las reservas probadas de gas natural equivalían a 2,817 Gpc (ANH, 2023). Estas reservas son suficientes para cubrir aproximadamente 7.2 años a la tasa de producción actual (Gráfica 18).

Para aumentar la oferta de gas doméstico, se pueden incorporar reservas probadas a través de descubrimientos de pozos exploratorios, técnicas de recobro mejorado de pozos maduros, consideraciones económicas, reclasificaciones o revisiones técnicas. Por ejemplo, en 2022, se incorporaron 45 Gpc a las reservas probadas debido a estos factores, lo que representa el 11.48% de la producción comercializada. Por tanto, si la incorporación de reservas probadas es inferior a la producción, el agotamiento de la producción de gas natural se vuelve inevitable.

Gráfica 18. Reservas probadas (Gpc) y la relación reservas y producción (años)



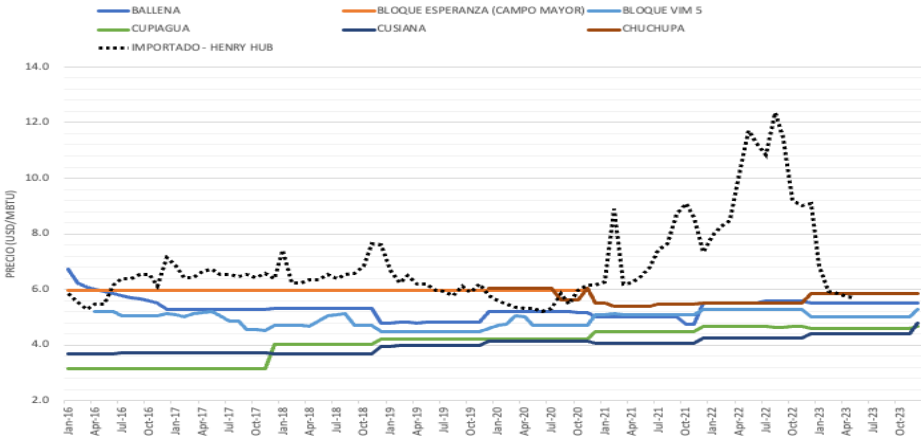
Fuente: ANH (2023).

En 2016, Colombia se integró al mercado internacional de Gas Natural Licuado (Liquefied Natural Gas - LNG) con la puesta en funcionamiento de un terminal llamado SPEC LNG en Cartagena, el cual permite recibir, almacenar y regasificar gas licuado importado. SPEC LNG

respalda algunas plantas de generación térmica, lo cual brinda confiabilidad al sistema de energía eléctrica en Colombia.

Por otro lado, en los últimos años se ha observado que los precios de los contratos que garantizan la firmeza de gas en los campos de Cusiana y Cupiagua han mostrado una tendencia al alza similar, como se aprecia en la Gráfica 19. Sin embargo, difieren de la tendencia de los precios en los campos de La Guajira (Ballena y Chuchupa) y los campos del bloque Esperanza y VIM 5. Por último, se puede observar que la mayoría del tiempo el precio de gas importado es superior a los precios del gas doméstico.⁴

Gráfica 19. Precio promedio de los contratos vigentes que garantizan firmeza por fuente de suministro - Mercado Primario (2016-2023)

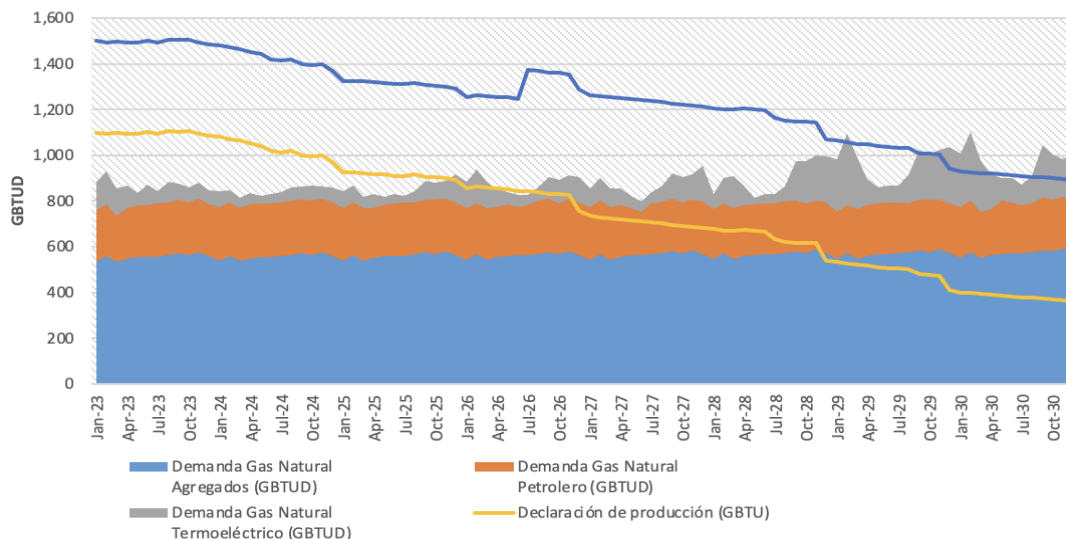


Fuente: Bolsa Mercantil Colombiana (2023).

Al hacer un balance entre los escenarios medios de la UPME (2022) para la demanda agregada de gas natural (residencial, industrial, comercial, vehicular, entre otros), sector petrolero y sector termoeléctrico, y la declaración del potencial de producción, observamos un déficit en el suministro doméstico de gas a partir de año 2026, el cual deberá ser suplido con gas importado (Gráfica 20).

⁴ Los precios del gas importado son el resultado de la agregación del precio internacional (Henry Hub), el costo de licuefacción, el costo de transporte marítimo, el costo de regasificación y la comercialización.

Gráfica 20. Demanda de gas natural - escenario medio de la UPME (2022)⁵ - versus declaración de producción (GBTUD) más capacidad de importación de LNG



Fuente: UPME (2022) & Ministerio de Minas y Energía (2023).

4.2. Metodología para estimar el costo incremental del sistema cuando se realizan importaciones de gas sin adición de reservas

Para calcular el sobrecosto al mantener la demanda de gas sin adicionar nuevas reservas de gas, se deben seguir los siguientes pasos:

- (i) Se construye y calibra un modelo nodal para simular el sistema de transporte de gas natural en Colombia, basado en los tramos establecidos en las resoluciones de tarifas de transporte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como se muestra en la Gráfica 21. Este modelo incluye un total de 29 nodos que representan a los productores, puerto de importación de LNG, consumidores y estaciones de compresión. Sin la adición de nuevas reservas probadas principalmente mediante exploración, el déficit de gas natural se debe cubrir con la importación de gas natural licuado (LNG). La importación de gas natural conlleva la licuefacción del gas, el transporte marítimo y la regasificación para poderlo incorporar al sistema. El gas natural importado tiene efectos directos en la tarifa del servicio de gas, tanto en el costo de la molécula de gas (G) como en el transporte (T).

⁵ El escenario medio de la UPME (2022) incluye la demanda anual sector termoeléctrico con un crecimiento promedio del 15,40%.

Gráfica 21. Estructura de la red de transporte de gas para modelaje



Fuente: elaboración propia.

El modelo nodal del sistema de transporte de gas natural tiene como función objetivo minimizar el costo total de suministro de gas natural (Π). Este costo total se compone del costo de suministro de gas en boca de pozo, el costo total de transporte y el costo de racionamiento para el sistema nacional de gas:

$$\min_{q_i^O, q_{ij}^T} \Pi_t = \sum_{i=1}^N p_i^O q_i^O + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N c_{ij}^T q_{ij}^T + \sum_{i=1}^N p^R (d_i - \delta_i)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\sum_{j=1}^N q_{ji}^T + q_i^O = \delta_i + \sum_{j=1}^N q_{ij}^T, \forall i$$

$$0 \leq \delta_i \leq d_i, \forall i$$

$$0 \leq q_i^O \leq k_i^O, \forall i$$

$$0 \leq q_{ij}^T \leq k_{ij}^T, \forall i \forall j$$

Donde:

p_i^O = precio en boca de pozo en el nodo i

q_i^O = cantidad de gas producido en el nodo i

c_{ij}^T = tarifa de transporte desde el nodo i hasta el nodo j

q_{ij}^T = volumen transportado desde el nodo i hasta el nodo j

p^R = costo de racionamiento de la demanda ponderado a nivel nacional por unidad de volumen que se definen como la medida de los daños económicos o sociales ocasionados por la interrupción del servicio de gas natural

d_i = demanda requerida en el nodo i

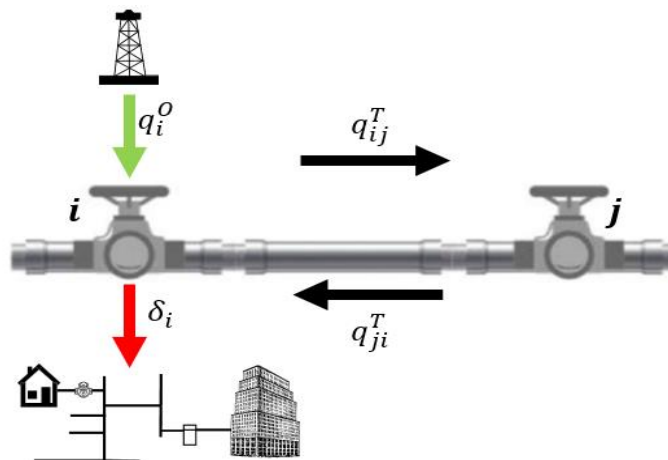
δ_i = volumen abastecido de la demanda del nodo i

k_i^O = capacidad máxima de producción del nodo i

k_{ij}^T = capacidad máxima de transporte entre el nodo i hasta el nodo j

La primera restricción es una ecuación de balance. Por lo tanto, como se muestra en la Gráfica 22, la suma del flujo de gas que el flujo que llega al nodo i desde cualquier nodo j ($\sum_{j=1}^n q_{ji}^T$), junto con la producción del nodo i (q_i^O) debe ser igual a la demanda realmente suministrada al nodo i (δ_i) y lo que sale del nodo i para cualquiera de los j nodos de la red de gas ($\sum_{j=1}^n q_{ij}^T$).

Gráfica 22. Ecuación de balance de la red nodal de gas natural



Fuente: elaboración propia

La segunda restricción del modelo de optimización está asociada con la seguridad del suministro del nodo i donde la demanda realmente suministrada al nodo i (δ_i) debe ser menor o igual a la demanda del nodo i (d_i) y mayor de cero. Cuando esta restricción no se encuentra activa ($\delta_i = d_i$) en el modelo de optimización, se presenta un racionamiento en el nodo i que es equivalente a la diferencia entre la demanda y el suministro ($d_i - \delta_i$).

Finalmente, la tercera y cuarta restricción de modelo de optimización son los límites superior e inferior para la producción de un nodo (k_i^O) y el transporte por tubería (k_{ij}^T), respectivamente.

Basados en las soluciones óptimas del sistema de gas natural se calculan los siguientes pasos.

- ii) Si no se detiene la nueva exploración, podrán incorporarse nuevas reservas probadas. Bajo este escenario, se estima el valor presente del costo del gas natural ($Costo_{gas}^{con\ exploración}$), a un horizonte de T años:

$$Costo_{gas}^{con\ exploración} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{i=1}^N p_i^O q_i^O}{(1 + r_{WACC})^t}$$

- iii) Si se detiene la nueva exploración, no se incorporarán reservas probadas significativas. Bajo este escenario, se estima el valor presente del costo del gas natural ($Costo_{gas}^{sin\ exploración}$), dadas las reservas probadas actuales en Colombia, en un horizonte de T años.:

$$Costo_{gas}^{sin\ exploración} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{i=1}^N p_i^O q_i^O}{(1 + r_{WACC})^t}$$

- iv) Por último, se calcula la diferencia entre el valor presente del costo del gas natural si no se detiene la nueva exploración ($Costo_{gas}^{con\ exploración}$) el valor presente del costo del gas natural si se detiene la nueva exploración ($Costo_{gas}^{sin\ exploración}$). Esta diferencia representa el aumento del costo del gas debido a la importación de gas.

$$\Delta Costo_{gas} = Costo_{gas}^{con\ exploración} - Costo_{gas}^{sin\ exploración}$$

- v) Si no se detiene la nueva exploración, se estima el valor presente del costo de transporte de gas natural ($Costo_{transporte}^{con\ exploración}$), a un horizonte de T años:

$$Costo_{transporte}^{con\ exploración} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N c_{ij}^T q_{ij}^T}{(1 + r_{WACC})^t}$$

- vi) Si se detiene la nueva exploración, se estima el valor presente del costo de transporte de gas natural ($Costo_{transporte}^{sin\ exploración}$), en un horizonte de T años.:

$$Costo_{transporte}^{sin\ exploraci3n} = \sum_{t=1}^T \frac{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N c_{ij}^T q_{ij}^T}{(1 + r_{WACC})^t}$$

vii) Se calcula la diferencia entre el valor presente del costo de transporte de gas natural si no se detiene la nueva exploraci3n ($Costo_{transporte}^{con\ exploraci3n}$) y si se detiene la nueva exploraci3n ($Costo_{transporte}^{sin\ exploraci3n}$). Esta diferencia representa el aumento del costo de transporte de gas debido a la importaci3n de gas.

$$\Delta Costo_{transporte} = Costo_{transporte}^{con\ exploraci3n} - Costo_{transporte}^{sin\ exploraci3n}$$

Capítulo 5. Parámetros y resultados del Escenario 2

Como en el Capítulo 3, las estimaciones se realizaron con la información disponible en fuentes públicas y estudios sectoriales sobre el consumo final e intermedio de gas natural, que no son sistemáticos y tienen una baja granularidad.

5.1. Costos incrementales para los consumidores residenciales

Los supuestos para el modelo nodal de simulación del Sistema Nacional de Transporte (SNT):

- El horizonte de análisis es 2023 a 2030.
- La tasa anual de descuento (r_{WACC}) es 12.00%.
- Se asume que los poderes caloríficos de todas las fuentes de gas son equivalentes a 1000 British Thermal Unit (BTU) por pie cúbico (PC) de gas natural.
- Los precios de gas importado resultan de la suma del precio internacional (Henry Hub), el costo de licuefacción, el costo de transporte marítimo, el costo de regasificación y de comercialización.
- Las proyecciones del precio internacional son realizadas por la EIA (2023). Los costos son ajustados con el promedio anual del Producer Price Index (PPI) - Industrial Gas Manufacturing (FRED, 2023) y los costos del transporte marítimo son ajustados con el promedio anual del Producer Price Index (PPI) (FRED, 2023), como se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. Proyecciones del precio de gas natural importado por Cartagena y Buenaventura. Fuente: elaboración propia basado en datos de la EIA (2023), UPME (2022) y FRED (2023)

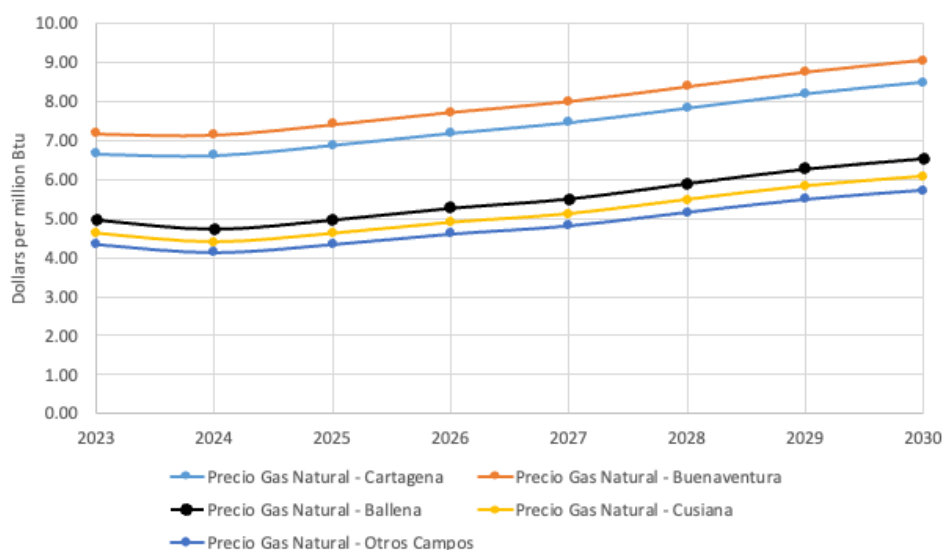
| | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Natural gas spot price at Henry Hub (EIA) | 3.10 | 2.95 | 3.10 | 3.29 | 3.44 | 3.68 | 3.91 | 4.08 |
| Costo de licuefacción ⁶ | 2.19 | 2.26 | 2.34 | 2.42 | 2.50 | 2.58 | 2.67 | 2.76 |
| Costo de regasificación (UPME) | 0.79 | 0.81 | 0.84 | 0.87 | 0.90 | 0.93 | 0.96 | 0.99 |
| Costo de comercialización (UPME) | 0.18 | 0.19 | 0.20 | 0.20 | 0.21 | 0.22 | 0.22 | 0.23 |
| Costo del transporte marítimo- Cartagena (UPME) | 0.40 | 0.40 | 0.41 | 0.41 | 0.42 | 0.42 | 0.43 | 0.43 |
| Precio gas natural- Cartagena | 6.66 | 6.62 | 6.88 | 7.19 | 7.46 | 7.83 | 8.20 | 8.50 |

- Dado que no se cuentan con series históricas o proyecciones de precios de cada campo petrolero/gasífero, se proponen tres precios boca de pozo: Cusiana, Ballena y otros

⁶ El costo de licuefacción se calculó como el promedio de las diferencias desde enero del 2016 entre Price of Liquefied U.S. Natural Gas Exports (Dollars per Thousand Cubic Feet) y Price of U.S. Natural Gas Pipeline Exports (Dollars per Thousand Cubic Feet) reportados por U.S. Energy Information Administration <https://www.eia.gov>

campos. Los precios se calculan como los promedios ponderados del 2022 por modalidad contractual que tienen firmeza (BMC, 2023). Se proyectan con los cambios porcentuales de las proyecciones del precio internacional en Henry Hub (EIA, 2023). Las proyecciones de los precios en boca de pozo e importados se puede observar en la Gráfica 23.

Gráfica 23. Proyecciones de los precios boca de pozo e importado



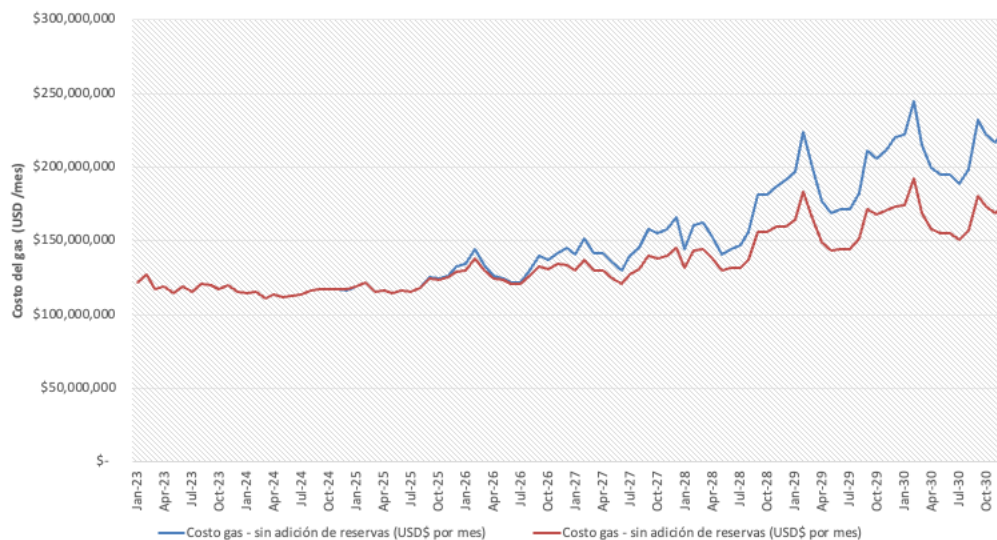
Fuente: elaboración propia basado en datos de la EIA (2023), UPME (2022) y FRED (2023).

- Las tarifas de transporte están basadas en las resoluciones de las CREG y se ajustan con el promedio de los últimos 10 años del índice de precios al productor en dólares (PPI) (FRED, 2023).
- El costo de racionamiento de gas natural se define como la medida de los daños económicos o sociales ocasionados por la interrupción del servicio de gas natural (UPME, 2019). Su valor se asume en 32 USD/kPC (Econometría S.A., 2015) y se ajusta con el índice de precios al productor en dólares (PPI) (FRED, 2023).
- Se utilizan las series de demanda agregada de gas natural de cada nodo, las cuales están asociadas al escenario medio elaborado por la UPME. La demanda de gas natural agregada se compone de la suma de la demanda del sector residencial, comercial, industrial, petroquímico, compresores, transporte vehicular (GNV), petrolero y termoeléctrico. Por otro lado, las series de oferta domesticas de gas natural de cada nodo se obtienen mediante la agregación de las declaraciones de producción para cada campo petrolero/gasífero. En adición a la oferta doméstica, se tiene la oferta internacional de gas natural que puede ser gas natural licuado (LNG) mediante la regasificadora SPEC LNG en Cartagena con una capacidad inicial de 400 MPCD y una ampliación a 530 MPCD a mediados del 2026. En la actualidad, la capacidad disponible

para importar gas natural licuado por SPEC LNG está sujeta al uso de la generación térmica.

Antes de 2026, no se requerirá importar gas para satisfacer la demanda nacional, según el escenario medio de la UPME. Después del 2026, sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el costo mensual del gas es mayor en comparación con el escenario que incluye la exploración de reservas, como se muestra en la Gráfica 24.

Gráfica 24. Costo de la molécula de gas para todo el sistema (USD\$ por mes)

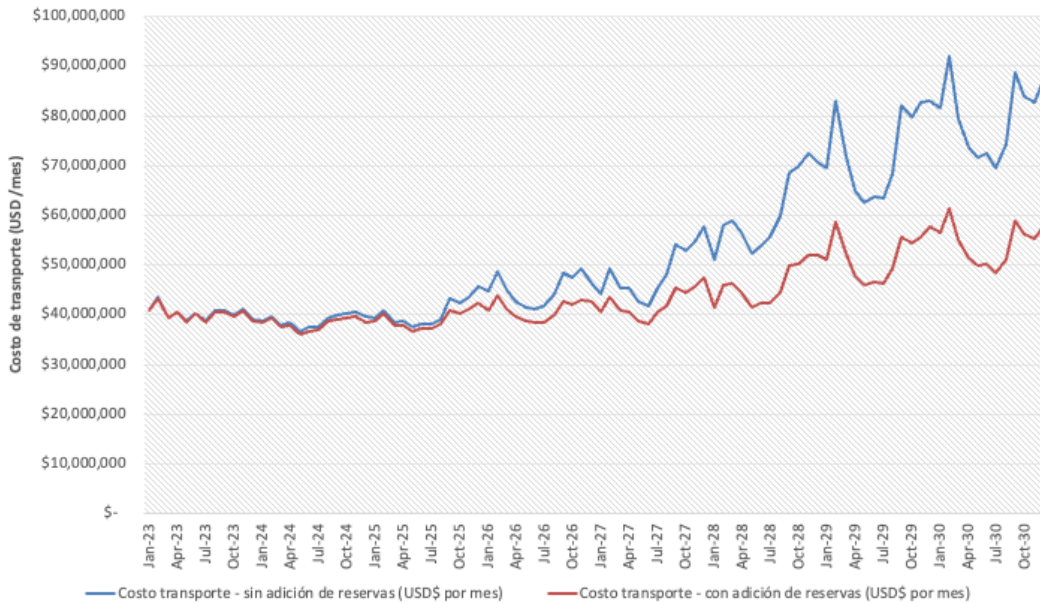


Fuente: elaboración propia

El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración del gas es de **COP\$ 3.14 billones**. Para fines de la década, la parte de la tarifa asociada al valor de la molécula de gas podría experimentar un **aumento del 28.71%** en comparación con el escenario que permite la exploración.

Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el costo mensual del *transporte* de gas por la reconfiguración de los flujos en el sistema de transporte es mayor en comparación con el escenario que incluye la exploración de reservas, como se muestra en la Gráfica 25. Esto se explica por el aumento de la distancia entre la infraestructura de importación y los principales centros de consumo de gas, en comparación con las fuentes de suministro de gas doméstico.

Gráfica 25. Costo del transporte gas para todo el sistema (USD\$ por mes)



Fuente: elaboración propia

El valor presente del costo de importar crecientemente para compensar el freno a la exploración del gas es de **COP\$ 3.14 billones**. La diferencia en los valores presentes de los costos de transporte del gas al 2030, entre el escenario con y sin exploración, es de aproximadamente **COP\$ 2.00 billones**.

Sin la incorporación de nuevas reservas de gas, el incremento en el valor presente del costo para suministrar gas a Colombia hasta el 2030 mediante importaciones crecientes equivale a **COP\$ 5.14 billones**.

Para finales de la década, la tarifa del servicio de gas natural (molécula) experimentará un aumento adicional del 28.71% en el costo del gas y del 50.95% en el transporte, en comparación con el escenario en el que se cuentan con nuevas reservas. Esto podría implicar un **incremento adicional de más del 25%** en la tarifa final.

Capítulo 6. Mensajes centrales

Los mensajes centrales de este artículo son los siguientes:

- No existe una fuente energética que domine sobre los demás en costos, continuidad del servicio, emisiones y densidad volumétrica y de área. El gas natural provee energía firme en generación eléctrica, energía densa para la industria y el consumo residencial con menores costos que los combustibles líquidos, y emite menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad energética consumida.
- La crisis de energía en Europa Occidental, que ha sucedido a raíz de los cortes del gas natural por parte de Rusia, muestra la precariedad a la que conduce la pretensión de electrificar toda la oferta energética con fuentes no convencionales de energía renovable y de electrificar todo el consumo final en plazos cortos. Los países comienzan a entender que deben construir portafolios de oferta energética que balanceen la seguridad, la diversificación y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Los costos de cualquiera de los dos escenarios se superponen a las tendencias inflacionarias persistentes en energía que se observan a nivel internacional. En el escenario 1, el cambio de la cocción a gas en 10.4 millones de hogares por estufas de inducción eléctrica, el reemplazo de la generación eléctrica a gas por eólica y reemplazo de las calderas a gas por calderas eléctricas en algunos sectores productivos, reduciría anualmente 5.6 millones de toneladas de CO₂eq. Esto representaría el 3.2% del compromiso del gobierno para la reducción de emisiones de gases de efecto Invernadero (GEI) en el año 2030, con un costo de COP\$ 114.19 billones. A su vez, el escenario 2 muestra la importancia de no descuidar la producción doméstica de gas natural.
- El esfuerzo financiero descomunal con tan bajo impacto sobre el compromiso del gobierno no es financiable por la economía colombiana. En ambos escenarios se comprueba que el gas natural debe adquirir mayor peso en el portafolio de oferta en un entorno internacional donde la seguridad energética retoma visibilidad, y ante las amenazas de desabastecimiento en generación eléctrica ante choques climáticos como el Fenómeno de El Niño.

Referencias

ANH. (2023). Datos y estadísticas. Disponible en: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

Benavides, J. (2014). La minería en Colombia: principales problemas y hoja de ruta para eliminar cuellos de botella.

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>

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. (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. (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., Cabrales, S., & Delgado-Rojas, M. E. (2022). Transición energética en Colombia: política, costo de la carbono–neutralidad acelerada y papel del gas natural. Disponible en: <https://repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4318>

Bolsa mercantil de Colombia (2023). Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia. Disponible en: <https://www.bmcbec.com.co/>

BP. (2021). Statistical Review of World Energy 2021 | 70th edition. Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-worldenergy.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

Deloitte. (2023). 2023 oil and gas industry outlook. Disponible en: <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html>

DOE. (2008). U.S. Department of Energy: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Technical Support Document: Energy Efficiency Program for Consumer Products and Commercial and Industrial Equipment: Residential Dishwashers, Dehumidifiers, and Cooking Products, and Commercial Clothes Washers. Disponible en: <https://downloads.regulations.gov/EERE-2014-BT-STD-0021-0005/content.pdf>

EIA. (2023). Annual energy outlook 2023. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

IMF. (2020). Sectoral Policies for Climate Change Mitigation in the EU. 47 <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/087/2020/014/article-A001-en.xml>

IRENA. (2023). Low-cost finance for the energy transition. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/May/Low-cost-finance-for-the-energy-transition>

FRED. (2023). Federal Reserve Economic Data. Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/>

MADS, IDEAM, PNUD (2022). Tercer informe bial 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>

Ministerio de Minas y Energía (2023). Declaración de producción de gas natural para el periodo 2023 - 2032. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>

Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., & Masanet, E. (2022). Electrification potential of US industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact. *Advances in Applied Energy*, 5, 100089. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792422000075>

NREL. (2017). Renewable Energy Technology Characterizations. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/gen/fy98/24496.pdf>

NOAA (2023). Cold & Warm Episodes by Season. Disponible en: https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

Pagliari, M., Konstandopoulos, A. G., Ciriminna, R., & Palmisano, G. (2010). Solar hydrogen: fuel of the near future. *Energy & Environmental Science*, 3(3), 279-287. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/233903232_Solar_Hydrogen_Fuel_of_the_Near_Future

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>

Sadhu, P. K., Pal, N., Bandyopadhyay, A., & Sinha, D. (2010, February). Review of induction cooking-a health hazards free tool to improve energy efficiency as compared to microwave oven. In 2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE) (Vol. 5, pp. 650-654). IEEE. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5451317>

Smil, V. (2015). Power density: a key to understanding energy sources and uses. MIT press. Disponible en: https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=ZSg6CQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&ots=9IbPpL_Ws8&sig=0QRwlw8aBLPoWhKv-my09s_k3lM&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false

Smil, V. (2019). Energy in world history. Routledge. Disponible en: https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=0AScDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT12&ots=BM0mww05EP&sig=tCRL-6uf_vmiskullzTndJFLF9s&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false

Smil, V. (2020). Energy transitions: Fundamentals in six points. Papeles de Energía, 8, 11-20. Disponible en: <https://www.funcas.es/articulos/energy-transitions-fundamentals-in-six-points-papeles-deenergia-n-8/>

Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., & Masanet, E. (2022). Electrification potential of US industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact. Advances in Applied Energy, 5, 100089. Disponible en: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/I01-ind_boilers-GS-AD-gct.pdf

SUI (2022). Sistema Único de Información de servicios Publico domiciliarios. Disponible en: <http://reportes.sui.gov.co>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2022). Información tarifaria empresas prestadoras del servicio de gas natural por redes de tubería en ciudades capitales del país. Disponible en: <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energ%C3%ADa-y-gas-combustible/Gas-natural>

UPME, INCOMBUSTION. (2014). Determinación del potencial de reducción del consumo energético en los subsectores manufactureros códigos CIU 10 a 18 en Colombia. Disponible en:

[http://www.upme.gov.co/Estudios/2014/INFORME III Caracterizacion energetica VerPu b.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2014/INFORME%20III%20Caracterizacion%20energetica%20VerPu%20b.pdf)

UPME. (2025). Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe Final Desarrollo de una metodolog%C3%ADa para determinar los costos.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Informe%20Final%20Desarrollo%20de%20una%20metodolog%C3%ADa%20para%20determinar%20los%20costos.pdf)

UPME. (2021). Balance energético colombiano - BECO. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/BECO.aspx>

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](http://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN%202020-2050/Resumen%20Ejecutivo%20PEN%202020-2050.pdf)

UPME. (2020). Plan de abastecimiento de gas natural. [https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN 2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN%202019-2028.pdf)

UPME. (2019). Proyecciones de demanda. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

UPME. (2021). Plan de Expansión de Referencia - Generación y Transmisión 2020 -2034. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>

UPME. (2022). Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>

XM (2023). Capacidad instalada por tecnología. Disponible en: <https://www.xm.com.co/>



Fedesarrollo

Calle 78 # 9 - 91, Bogotá, Colombia.

Teléfono: (601) 3259777

  @Fedesarrollo
