

2026

Estudios de Costos de **Racionamiento** de **Gas Natural**

Versión Preliminar

Agosto 2026



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

RAFAEL ENRIQUE FRAGOZO DÍAZ

Director General UPME

JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS

Subdirectora de Demanda

KAROL ENRIQUE CIFUENTES THORRENS

Subdirector de Hidrocarburos (E)

Profesionales Especializados

JAIME FERNANDO ANDRADE MAHECHA

GRIGORY IBRAHIM MASSY SÁNCHEZ

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA

OLGA ROJAS SOLORIZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía

Bogotá, agosto 2026



Contenido

1. Introducción	5
2. MODELAMIENTO DEL COSTO DE RACIONAMIENTO	8
2.1. Conceptualización del mercado hipotético de no racionamiento	8
2.1.1. Mercado hipotético de «no racionamiento»	9
2.1.2. Consecuencias de la decisión de pagar o no el ticket	10
2.1.3. Preguntas complementarias	12
2.2. Modelo teórico de costo de racionamiento	12
2.2.1. Valor esperado de la demanda nacional racionada	12
2.2.2. Probabilidad de evitar el racionamiento (Función Logit)	14
2.2.3. Función de costo de racionamiento	17
2.2.4. Perjuicios de asumir el racionamiento	20
3. METODOLOGÍA DEL TRABAJO DE CAMPO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	21
3.1. Análisis de la demanda de gas natural.....	22
3.1.1. Sector residencial	24
3.1.2. Sector Industrial	24
3.1.3. Sector Terciario	28
3.1.4. Sector Vehicular	30
3.1.5. Sector TermoEléctrico	32
3.1.6. Sector Petrolero	33
3.2. Preparación y ejecución del trabajo de campo	33
3.2.1. Preparación y planificación de la encuesta.....	34
3.2.2. Selección y capacitación de encuestadores.....	35
3.2.3. Implementación de las encuestas	36
3.2.4. Procesamiento y validación de los datos.....	36

3.2.5.	Análisis de datos y elaboración de reportes.....	36
3.2.6.	Presentación y difusión del estudio	37
3.3.	Personal y Capacitación	37
3.3.1.	Personal	37
3.3.2.	Capacitación del personal que efectuó las visitas técnicas	41
3.4.	Procedimientos	42
3.4.1.	Procedimientos de visita técnica y encuesta	42
3.4.2.	Análisis y validación de información.....	43
3.4.3.	Organización y Preparación de los Datos	43
3.4.4.	Sustitución o recaptura	45
3.4.5.	Almacenamiento y procesamiento.....	45
3.5.	Actualización de la muestra estadística y formularios	46
3.5.1.	Actualización de la Muestra Estadística	46
3.5.2.	Actualización de Formularios:.....	47
4.	RESULTADOS REGIONALES Y SECTORIALES	48
4.1.	Sector Residencial.....	49
4.2.	Sector Industrial.....	51
4.3.	Sector Terciario	53
4.4.	Sector Vehicular	55
4.5.	Sector TermoEléctrico.....	57
4.5.1.	Costo de racionamiento para los usuarios sectoriales	58
4.5.2.	Costo de racionamiento asociado al SIN	60
4.6.	Sector Petrolero	68
4.6.1.	Costo de racionamiento para los usuarios sectoriales	68
4.6.2.	Costo de racionamiento asociado al déficit de combustibles líquidos	70
4.7.	Comparación sectorial	74
4.8.	Comparación con otros energéticos	76
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78

6. ANEXOS 79

Anexo 1: Deducción del Costo de Racionamiento con la Función Logística 80

Anexo 2: Resultados estadísticos para la función logística que determina el costo de interrupción. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consorcio MetGas 2025. 83

Anexo 3: Resultados Costo de Interrupción Sectorial Según Duración del Racionamiento. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consorcio MetGas 2025. ...88

Anexo 4. Modelo Económico de Costo de Racionamiento 93

A4.1 Definición de función de demanda 94

A4.2 Función de costo medio de racionamiento CMR.....95

A4.3 Función de costo incremental de racionamiento CIR 96

A4.4 Funciones demanda de gas natural.....96

Anexo 5. Curvas de Demanda de Gas Natural.....99

A5.1 Sector Residencial 99

A5.2 Sector Industrial.....100

A5.3 Sector Terciario.....102

A5.4 Sector Vehicular.....104

INTRODUCCIÓN

El costo de racionamiento de un energético se refiere, de manera sucinta, a la estimación económica de los perjuicios que implica para un usuario, un sector o la sociedad en general, la pérdida de suministro en diferentes grados de tal energético. Lo anterior en razón a que bajo eventos de racionamiento los usuarios deben aplazar, modificar o prescindir de este consumo y de las actividades asociadas a éste. Así, el no disponer del servicio de un energético implica una pérdida de bienestar para un agente en particular y la sociedad en su agregado.

Para Colombia y en el caso del gas natural, los indicadores de costos de racionamiento se han aplicado para determinar la viabilidad económica de la construcción de obras de infraestructura, al cotejar el costo de una obra contra el costo del racionamiento causado por no disponer de tales obras. El objetivo de este estudio es estimar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia con resolución sectorial, regional y temporal, a partir de información primaria de los usuarios y mediante un modelo de valoración contingente, con el fin de disponer de indicadores que apoyen la evaluación económica de decisiones de planeación, confiabilidad y abastecimiento del sistema de gas natural.

Los métodos para estimar su valor se dividen en dos grandes tipos que pueden combinarse: el primero se basa en valoración contingente, en la cual se indaga sobre situaciones hipotéticas como un posible desabastecimiento de gas natural, buscando valorar este servicio en situaciones más allá del mercado real que enfrentan los usuarios. En éste mediante visitas técnicas al sitio donde los usuarios toman decisiones sobre el consumo gas natural e indagación directa sobre las consecuencias de no disponer de éste, se hace una valoración del servicio que presta este

combustible más allá de su precio de mercado.

Si bien este método tiene la ventaja de que es posible lograr con tales visitas datos veraces sobre el valor del servicio que presta el gas natural a los diversos tipos de usuarios, se tiene que este método tiene costos importantes por el trabajo de campo necesario en lograr el agendamiento de los usuarios, el desplazamiento de quienes efectúan las visitas, lograr el conocimiento especializado que deben tener quienes las hacen y procesan. Así, sus costos elevados limitan la realización frecuente de este tipo de estudios.

El segundo tipo de métodos se basa en cálculos econométricos a partir de información secundaria, cálculos con los que también se pretende estimar la valoración que tienen los agentes de la prestación del servicio. Si bien tiene la ventaja de que se basaría en datos históricos que revelarían el verdadero comportamiento que los agentes han desempeñado en el mercado, definir el modelamiento matemático y lograr las series de datos históricos con la calidad y cantidad suficientes son desafíos por superar. De otra parte, al no tener trabajo de campo, el costo de aplicar esta metodología es menor, lo que permitiría su actualización y verificación frecuente.

Este método tiene la desventaja de que, al basarse en información histórica, sus resultados reflejan la valoración pasada sobre el servicio, que puede ser diferente de la futura. En el caso de Colombia el mercado de gas natural ha cambiado de una situación de relativa abundancia, precios bajos y seguridad de abastecimiento, a una situación de escasez, precios altos e incertidumbre en el suministro. En consecuencia, un análisis en este sentido corre el riesgo de no ser representativo.

Adicionalmente, dependiendo de la calidad de la información insumo, así como de la extensión de la muestra en el tiempo de tal información, los resultados pueden variar significativamente, lo que hace discutible la consistencia de sus resultados. Por esta razón se requeriría información adicional, por ejemplo, información proveniente directamente de los usuarios que permita validar los resultados econométricos.

La metodología que se aplica en este documento es la valoración contingente basada en información primaria proveniente de visitas técnicas a más de 500 usuarios del servicio de gas natural, la cual procede del estudio desarrollado con el Consorcio MetGas durante el

segundo semestre de 2025 y primero de 2026¹. Su conceptualización se hace en el Capítulo 2 del presente documento. Subsiguientemente, el Capítulo 3 expone los análisis estadísticos previos y procedimientos seguidos para la consecución de tal información primaria. El Capítulo 4 expone los resultados obtenidos para obtener el costo de racionamiento a escala sectorial y regional y el Capítulo 5 las conclusiones y recomendaciones.

En el Anexo 1 se presenta la teoría que permite determinar las funciones matemáticas que determinan el costo de racionamiento. El Anexo 2 muestra los resultados estadísticos que determinan los resultados expuestos en el Capítulo 4. En el Anexo 4 se presenta la teoría económica sobre el costo de racionamiento que apoya la conceptualización expuesta en el Capítulo 2. Finalmente, el Anexo 5 expone una estimación econométrica de los costos de racionamiento para algunos sectores, los cuales se apoyan en los resultados logrado en el Capítulo 4.

Como archivos adjuntos a este documento, el Anexo 6 presenta los municipios que componen cada una de las regiones geográficas consideradas en este estudio. El Anexo 7 contiene las bases de datos con los resultados de las encuestas diligenciadas con los usuarios de gas natural objeto de las visitas técnicas. Los formularios para captura de información de los diferentes sectores de consumo se presentan en el archivo adjunto a este documento titulado Anexo 8.

¹ Estudio desarrollado bajo el título: “Prestar Asistencia Técnica para Conceptualizar y Establecer una Metodología para Determinar el Costo de Racionamiento del Servicio de Gas Natural en Colombia, con Resolución Sectorial, Geográfica y Temporal, así Como Obtener y Procesar la Información Necesaria para Su Estimación,

2. MODELAMIENTO DEL COSTO DE RACIONAMIENTO

2.1. Conceptualización del mercado hipotético de no racionamiento

El racionamiento del servicio de gas natural se concibe como un evento temporal y programado, en el que se interrumpe su suministro a determinados usuarios o sectores. Cuenta con los siguientes atributos:

- Antelación o planeación: período previo de diferentes magnitudes en el que se anuncia el racionamiento, lo cual otorga a los usuarios la posibilidad de planificar ajustes, buscar sustitutos energéticos o implementar medidas de contingencia.
- Duración del racionamiento: intervalo que puede clasificarse como corto, medio o largo, dependiendo del tiempo durante el cual se mantiene la restricción. Esta duración incide directamente en la magnitud de los costos percibidos por los usuarios.

Dentro del proceso, y para fines del ejercicio de creación de un mercado hipotético, se reconoce la existencia de un agente racionador, entendido como el agente responsable de gestionar y tomar decisiones centralizadas sobre el racionamiento. Sus principales funciones son:

- Definir la duración del racionamiento: se establece en función de las condiciones del sistema y de la necesidad de ajuste de la demanda respecto de la oferta.
- Definir la antelación del racionamiento y/o gestionarlo cuando se da de manera no programada: entendiendo que un racionamiento puede obedecer a causas estructurales como limitaciones de oferta o infraestructura de transporte, así como a fallas operativas en éstas, puede darse o no la programación del corte en el

suministro. En consecuencia, se gestionaría el mismo para causar los menores perjuicios al agregado de los usuarios. Para esto el agente racionador debe:

- Determinar los usuarios susceptibles a ser racionados, según los costos sobre los usuarios, efectos operativos y otras variables asociadas.
- Establecer la magnitud total a racionar: cuantificar el volumen de gas que se retirará del sistema, distribuyéndolo entre los distintos sectores y regiones de consumo.

2.1.1. Mercado hipotético de «no racionamiento»

Para valorar el costo del racionamiento se plantea un mercado hipotético, en el cual se subasta un «ticket de no racionamiento» durante el evento previamente anunciado. El «ticket de no racionamiento» representa el derecho de un usuario a mantener su suministro en lugar de ser racionado, su precio se expresa en unidades monetarias por volumen de gas (COP/m³ o USD/GBTU) y la única forma de adquirirlo es a través de una subasta que realiza el «agente racionador», ambos hipotéticos, que correspondería al planeador central. Esta función correspondería al gobierno central que toma decisiones operativas sobre el sistema.

Cabe resaltar que el «ticket de no racionamiento» sólo lo requiere aquel usuario que es susceptible de ser racionado al momento de definirse un evento de racionamiento. Aparecen en este mercado hipotético los siguientes elementos:

- El agente subastador organiza y ejecuta la subasta de los «ticket de no racionamiento». Define la cantidad máxima de tickets disponibles en cada subasta y su precio de cierre.
- Usuarios compradores: son los usuarios, susceptibles a ser racionados, que participan en la subasta y adquieren el ticket al precio de cierre de la subasta. Este precio refleja «precio del ticket de no racionamiento» en el mercado hipotético.

2.1.2. Consecuencias de la decisión de pagar o no el ticket

Se entiende entonces que una vez anunciado el evento de racionamiento, cada usuario susceptible de ser racionado se enfrenta a la decisión de comprar o no el «ticket de no racionamiento» en las siguientes condiciones (ver Gráfica 2-1):

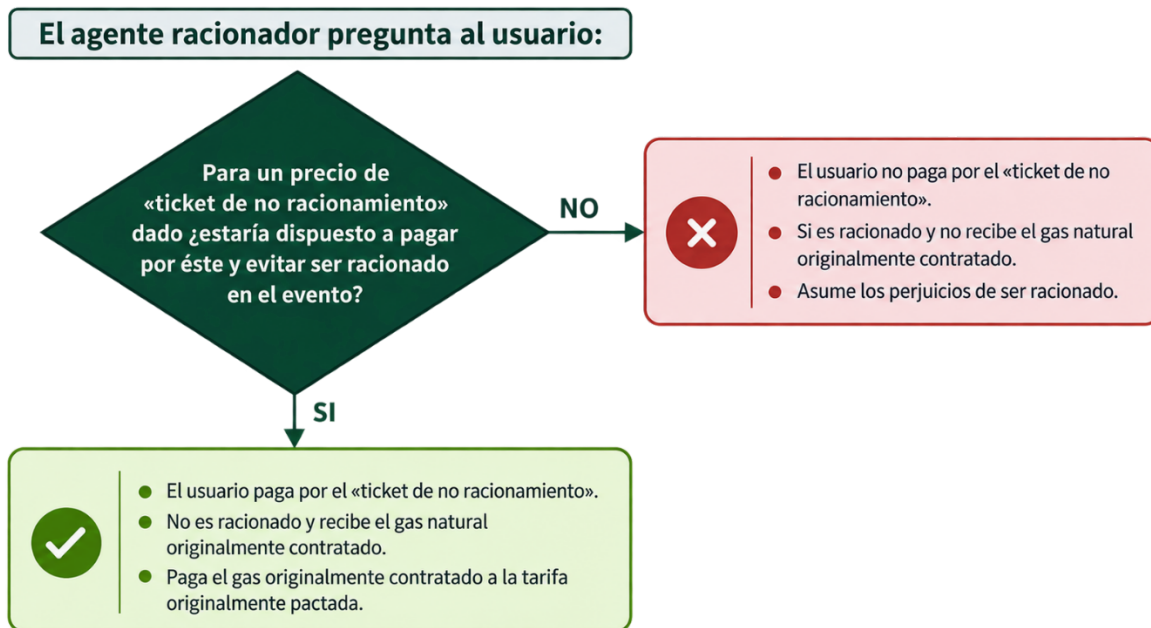
Para un «precio de ticket de no racionamiento» dado ¿estaría dispuesto a evitar el racionamiento?; esto es: ¿estaría dispuesto a pagar por el «ticket de no racionamiento» para evitar ser racionado en el evento?

Si el usuario responde **sí**:

- Se le garantiza el suministro total de gas natural que tenga originalmente contratado con su vendedor de gas natural.
- Pagará a su vendedor de gas el natural conforme las condiciones del contrato. Esto es, que pagará la tarifa original de gas.
- Deberá pagar, adicionalmente, el «precio del ticket de no racionamiento» por el total del gas no racionado al precio de cierre de la subasta del mercado hipotético.

Si el usuario responde **no**:

- Se le raciona el 100% del gas natural y no recibirá gas natural durante el evento de racionamiento, a pesar de los contratos que tenga firmados de suministro.
- Afrontará las consecuencias de ser racionado durante el periodo de racionamiento. Asumirá los perjuicios económicos o de bienestar derivados del evento de racionamiento y su decisión de no evitar el racionamiento.



Gráfica 2-1: Decisión de los usuarios frente al racionamiento en el modelo de estudio

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consortio MetGas 2025.

El perjuicio debido al racionamiento corresponde al conjunto de costos económicos y demás que enfrentan los usuarios como consecuencia de experimentar un racionamiento de gas natural. Este costo no se limita al valor del gas que deja de consumirse, sino que incluye todos los efectos asociados a la interrupción, tanto directos como indirectos, como a continuación se expone:

Perjuicios por racionamiento de gas natural

- 1 **Costo del gas natural racionado:**
 - % sustituible * (costo sustituto - costo gas natural)
 - % no sustituible (pérdida de producción)
- 2 Costo de deterioro de productos
- 3 Costo de arranques y paradas
- 4 Penalizaciones por incumplimientos de contratos menos indemnizaciones por falta de suministro de gas natural
- 5 Pérdidas reputacionales
- 6 ...

2.1.3. Preguntas complementarias

Una forma alternativa de plantear la pregunta resulta de construir un mercado hipotético de compensación. Si bien ésta no es la pregunta central del modelo planteado, sí sería utilizada como información alterna en la investigación, mediante la pregunta: ¿Aceptaría una compensación económica dada para aceptar ser racionado? Adicionalmente, se pregunta por los potenciales perjuicios de racionamiento en diferentes rubros y para diferentes duraciones.

2.2. Modelo teórico de costo de racionamiento

2.2.1. Valor esperado de la demanda nacional racionada

En un escenario en el que se conoce exactamente quién fue racionado y quién no, bajo un conjunto de condiciones de racionamiento θ (que incluye el sector y la región de consumo, su duración, etc.), la demanda nacional racionada puede calcularse a partir del racionamiento al que fue sujeto cada uno de los usuarios del sistema, así:

$$Q_{\text{Racionada país}}^{\theta} = \sum_{i=1}^N \text{Demanda}_i \cdot \text{OR}_i^{\theta}$$

Ecuación 2-1

Donde

- $Q_{\text{Racionada país}}^{\theta}$: es la demanda total racionada, expresada en unidades de volumen o energía (m^3 o GBTU).
- Demanda_i : es la demanda de gas natural del usuario i durante el evento de racionamiento, expresada en unidades de volumen o energía.
- OR_i^{θ} : ocurrencia del racionamiento, es una variable que toma el valor 1 (uno) si el usuario i fue racionado y 0 (cero) en caso de que el usuario no sea racionado.
- N : Total de usuarios.

Una vez se ha anunciado un racionamiento y con ello los usuarios susceptibles a ser racionados, cada uno de los usuarios del país tiene una probabilidad de ser racionados. Esta probabilidad de ser racionados dependerá de la disposición a pagar para evitar el racionamiento. Un usuario dispuesto a pagar más para evitar el racionamiento tendrá menos probabilidad de ser racionado, mientras que un usuario dispuesto a pagar menos para evitar el racionamiento tendrá una mayor probabilidad de ser racionado. Así, el valor esperado de la demanda del país que será racionada es:

$$E(Q_{\text{Racionada país}}^{\theta}) = \sum_{i=1}^N \text{Demanda}_i \cdot \pi_i^{\theta}$$

Ecuación 2-2

Donde:

- $E(Q_{\text{Racionada país}}^{\theta})$ es el valor esperado de la demanda total racionada, expresada en unidades de volumen o energía.
- π_i^{θ} es la probabilidad de que el agente sea efectivamente racionado bajo determinadas condiciones del evento de racionamiento como su disposición a pagar el costo de racionamiento «precio ticket por no racionar», el sector y la región de consumo, su duración, etc.

El costo de racionamiento se entiende como aquel precio que se pagará en racionamiento (tarifa más «precio ticket por no racionar») de tal forma que el valor esperado de la demanda total racionada sea igual a las cantidades que el agente racionador necesita racionar. El costo de racionamiento logra que $E(Q_{\text{Racionada país}}^{\theta})$ sea igual a lo que se necesita racionar.

2.2.2. Probabilidad de evitar el racionamiento (Función Logit)

En el marco del mercado hipotético, cada cliente enfrenta la decisión de evitar o no el racionamiento durante el evento anunciado. Para modelar esta elección se usa un modelo de elección discreta del tipo logit, en el cual la variable dependiente corresponde a la probabilidad de evitar ser racionado bajo un ticket determinado, en función de las características del cliente, las condiciones del racionamiento anunciado y los perjuicios que representa ser racionado para éste.

La probabilidad de ser racionado se definió anteriormente como π_i^{θ} que es una función del precio de racionamiento y otras variables. Formalmente, la probabilidad de que un usuario se expresa como:

$$\pi^*(Y_{ij} = 1|X_{ij}) = \frac{1}{1 + e^{-X_{ij}}}$$

Ecuación 2-3

Donde:

- π_{ij}^* es la probabilidad de que el usuario i evite el racionamiento para el ticket de valor j . De esta manera, $1 - \pi_{ij}^* = \pi_i$.
- $Y_{ij} = 1$ es la variable explicada del modelo cuando el usuario i decide evitar el racionamiento bajo el ticket j . En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento. Si la respuesta es sí: $Y_{ij} = 1$.
- $Y_{ij} = 0$ es la variable explicada del modelo. Si el cliente i es efectivamente racionado bajo el ticket j . En la entrevista a cada usuario se le pregunta para un «precio de ticket de no racionamiento» si evitaría el racionamiento pagando el ticket. Si la respuesta es no: $Y_{ij} = 0$.
- X_{ij} es la combinación lineal de las variables explicativas:

$$X_{ij} = \beta_0 + \beta_{DAP} \cdot DAP_{ij} + \sum_{R \in \text{Región}} \alpha_R \cdot \text{Región}_R + \sum_{S \in \text{Sector}} \alpha_S \cdot \text{Sector}_S$$

Ecuación 2-4

Donde:

- DAP_{ij} : precio dispuesto a pagar (en las mismas unidades de la tarifa, COP/m³ o US\$/MBTU) para evitar el racionamiento durante el periodo asumido, en caso de que logre evitar el racionamiento del individuo i para el precio j . La DAP corresponde al Ticket para evitar ser racionado.
- El modelo distingue efectos por sector. Dado que se realizan encuestas por sector, también se incluyen en el modelo. Para cada sector, se tiene una variable binaria: 1 si el usuario i con el ticket j pertenece al sector S ; 0 en caso contrario.

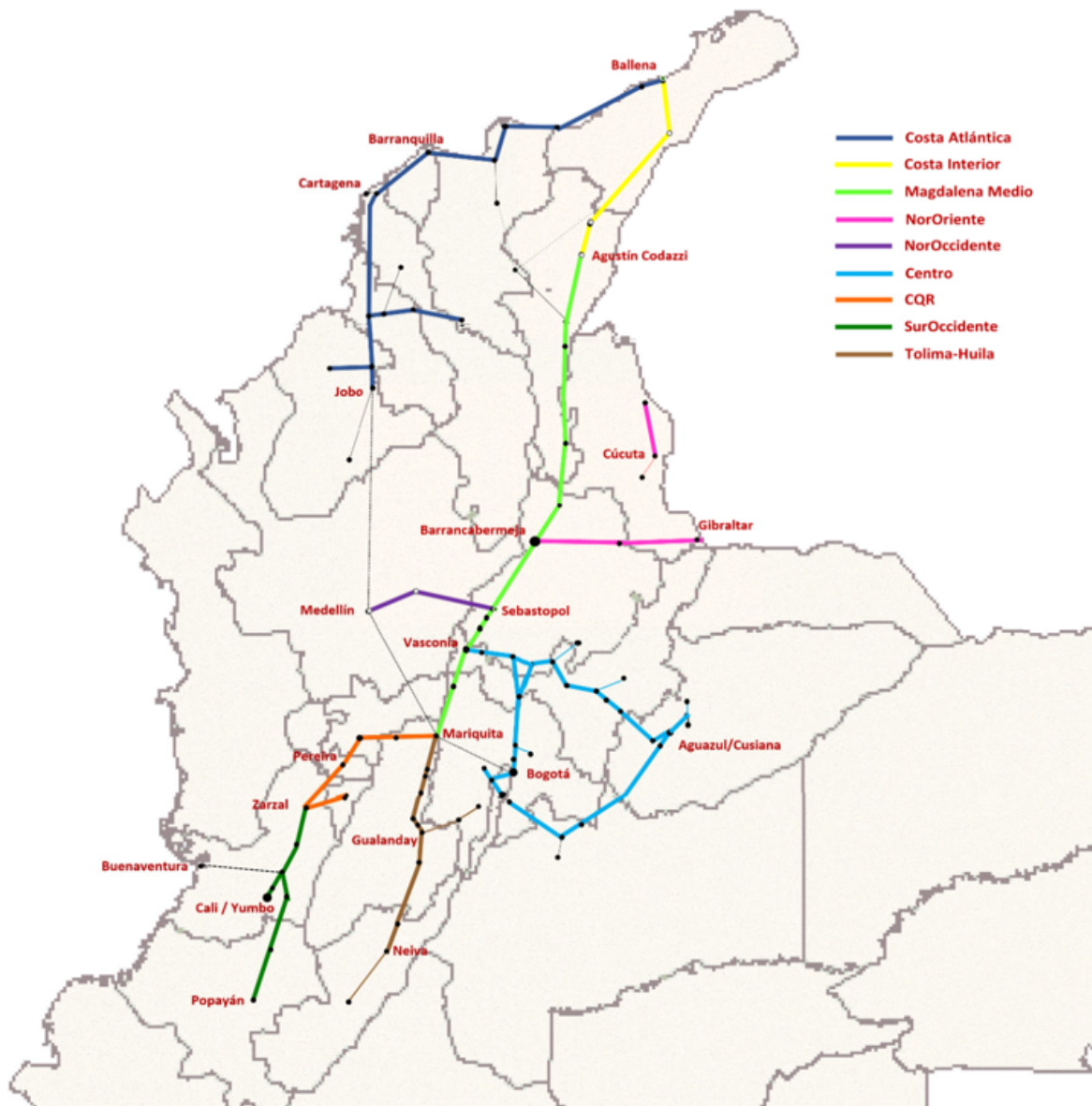
Se incluyen en este estudio los sectores residencial, industrial, terciario, vehicular, termoeléctrico y petrolero (ver capítulo 4). Para el sector de los compresores del sistema

de transporte de gas natural, se asumió que en razón a no internalizar los costos de racionamiento (pues los efectos de este los asumirían los usuarios “aguas abajo” a quienes sirve tal sistema), sus costos de racionamiento corresponderían al mayor de los usuarios afectados a quienes sirvan (ver numeral 4.7).

- El modelo distingue efectos por región. Dada la característica del proyecto, se tienen en cuenta las regiones donde se realizan las encuestas y se recopila la información. En total son 8 regiones, por lo cual se tienen variables binarias en cada región: 1 si el usuario i con el ticket j pertenece a la región R ; 0 en caso contrario).

La distribución regional, al igual que la sectorial, atañe a la misma de las proyecciones de demanda de gas natural y está coligada al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT, ver Gráfica 2-2)². En el Anexo 6, archivo adjunto a este documento, se tiene la distribución de regiones en sus municipios componentes.

² Disponible en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion-de-demanda-v2/>



Gráfica 2-2: Regiones del estudio asociadas al Sistema Nacional de Transporte de gas natural

Fuente: UPME.

2.2.3. Función de costo de racionamiento

El siguiente paso consiste en derivar el costo económico del racionamiento con la función logística antes arrogada, que relaciona la probabilidad de evitar el racionamiento con la disposición a pagar por evitarlo y otras variables:

$$\pi_{ij}^* = \frac{1}{1 + e^{-X_{ij}}}$$

Ecuación 2-3

Donde π_{ij}^* corresponde a la probabilidad de evitar el racionamiento para un usuario i que tiene una disposición a pagar para evitar el racionamiento DAP_{ij} , más otras variables comprendidas dentro de X_{ij} (Ecuación 2-4). Dado un sector de consumo de gas natural en particular³, esta variable sería

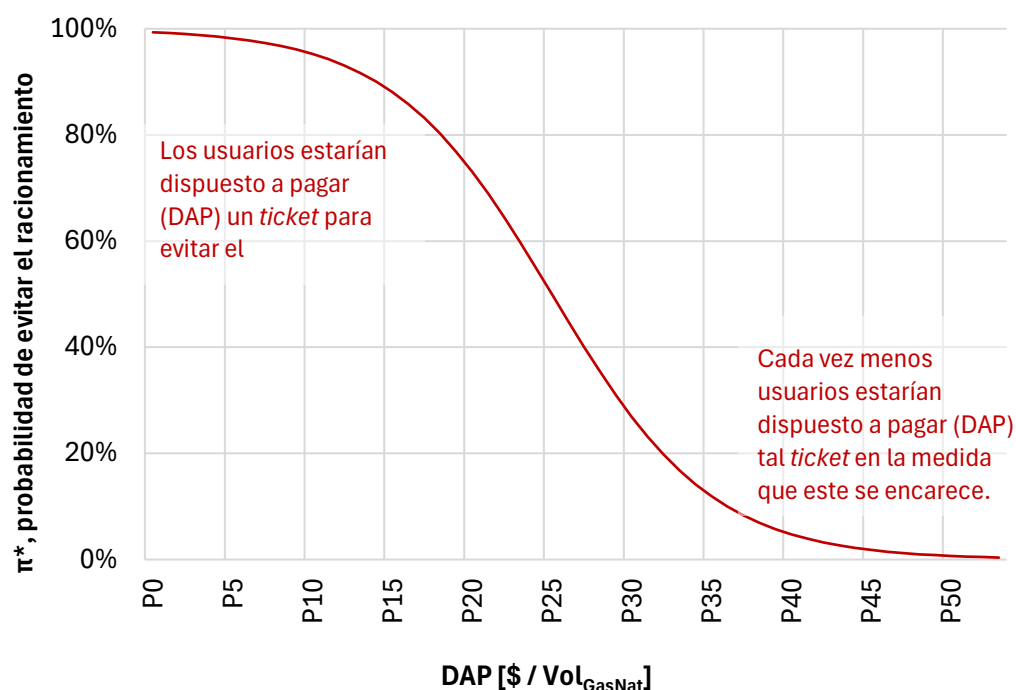
$$X_{ij} = \beta_0 + \beta_{DAP} \cdot DAP_{ij} + \sum_{R \in \text{Región}} \alpha_R \cdot \text{Región}_R \cdot \sqrt{E_R}$$

Ecuación 2-5

Donde E_R es el factor de expansión que relaciona los tamaños muestrales y poblacionales de las regiones. Esto se hace a fin de corregir los cálculos para tener en cuenta que la muestra estadística no es a “escala” regional perfecta de la población en razón a la limitada disposición de los usuarios en este estudio.

En particular, cuando el precio del ticket es bajo, un mayor número de usuarios estaría dispuesto a adquirirlo, reduciendo así la probabilidad de ser racionados y, en consecuencia, la demanda racionada esperada a nivel nacional. Por el contrario, cuando el precio del ticket es alto, menos usuarios deciden evitar el racionamiento, lo que incrementa la probabilidad de ser racionados y, por tanto, la cantidad de gas natural racionada (ver Gráfica 2-3).

³ Los cálculos aquí se desarrollan de manera particular para cada uno de los sectores de consumo de gas natural antes mencionados.



Gráfica 2-3: Relación entre la disposición a pagar y la probabilidad de evitar el racionamiento en una función logística.

Fuente: UPME.

En el Anexo 1 se deduce, para las regiones de un sector de consumo dado, el costo de racionamiento como la suma de la tarifa más el costo de interrupción del servicio:

$$CR_{REG} = Tarifa_{REG} - \frac{\ln(e^{\beta_0 + \alpha_{REG}} + 1)}{\beta_{DAP}}$$

Ecuación A- 2

Con los datos de campo resultantes del trabajo de campo (visitas técnicas) del estudio se determina la tarifa representativa del sector, el primer sumando de la anterior ecuación.

Usando los mismos datos de campo se efectúa una regresión logística particular para cada sector de consumo y para cada duración del racionamiento, determinándose los coeficientes

β_0 , β_{DAP} y α_{REG} de la Ecuación A- 2⁴. Es decir, el segundo sumando, que corresponde al costo de interrupción del servicio.

Y con estos coeficientes se determina, dado el sector, el costo de racionamiento para cada región, según duración. Los resultados se exponen a continuación en el Capítulo 4:

2.2.4. Perjuicios de asumir el racionamiento

En caso de no evitar el racionamiento, cada usuario incurre en una serie de perjuicios económicos y productivos que superan el simple valor del gas no consumido. Estos perjuicios incluyen:

- Sustitución energética: sobre costos por reemplazar el gas natural con combustibles alternativos (COP/m³ o USD/MBTU).
- Pérdida de producción no sustituible: reducción en la producción valorada al precio de mercado o al valor agregado de la empresa.
- Costos operativos asociados: como paradas y arranques de equipos, deterioro de productos, daños a instalaciones y pérdidas de materias primas.
- Otros impactos indirectos: incumplimiento de contratos, afectación en la calidad del producto final, riesgos de seguridad o desgaste adicional de equipos.

Que se representa con la variable auxiliar A_i :

$$A_i = \frac{\text{Perjuicio económico total del usuario } i}{\text{Demanda de gas del usuario } i}$$

Ecuación 2-6

Esta variable se expresa en unidades monetarias por volumen (COP/m³ o USD/MBTU) y permite llevar los costos de cada usuario a una métrica comparable y homogénea. En

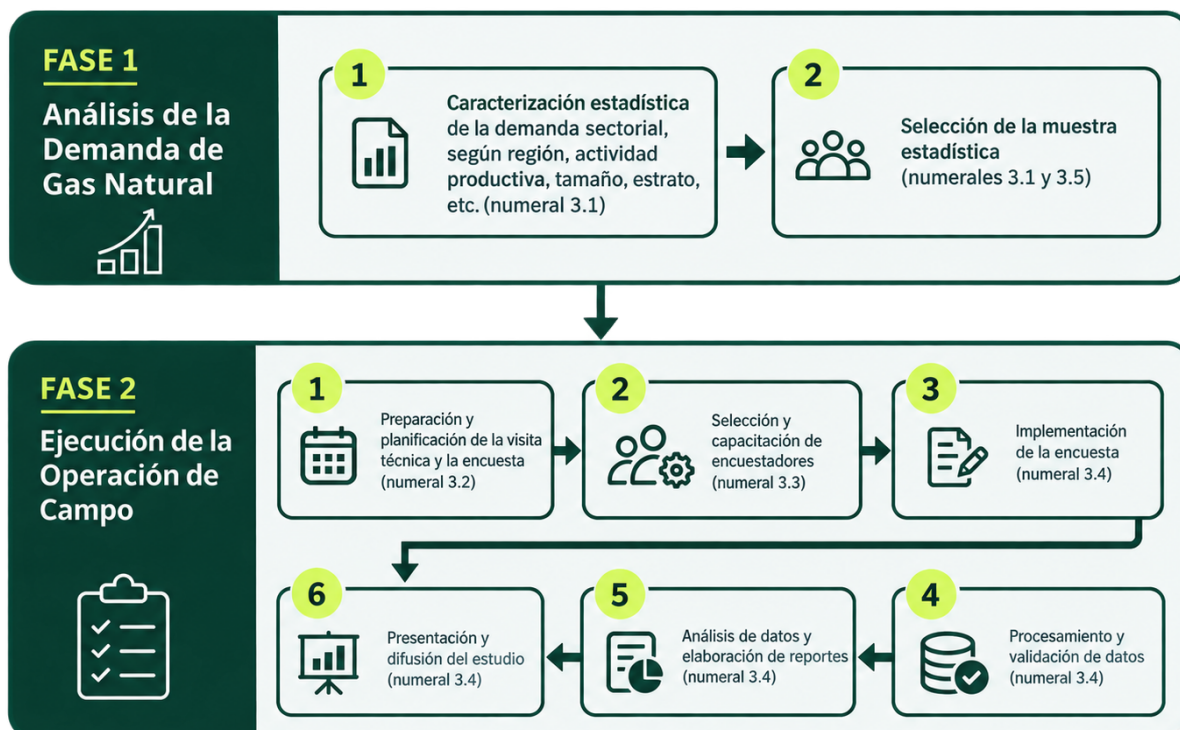
⁴ Ver Anexo 2 y Anexo 3 con los resultados de las regresiones para cada sector de consumo.

particular, son usados para la estimación del costo de racionamiento en el sector petrolero ante la no disponibilidad de datos de Disposición a Pagar (ver numeral 4.6)

3. METODOLOGÍA DEL TRABAJO DE CAMPO Y ANÁLISIS DE DATOS

A continuación, se expone la metodología con la cual i)- se definieron los usuarios objeto de la visita técnica para capturar información; ii)- para efectuar el trabajo de campo y conseguir tal información; iii)- para capacitar el personal que efectuó las visitas técnicas a los usuarios; iv)- el procedimiento para realizar tales visitas; y v)- actualización de la muestra estadística y los formularios de la encuesta (ver Gráfica 3-1). El Capítulo 48 expone como se estimaron las magnitudes de costo de racionamiento para los diferentes sectores, usando la información lograda en campo.

Debe tenerse en cuenta que en razón del bajo interés de los usuarios de participar en el estudio recibiendo y atendiendo a los profesionales de campo, a pesar del exhaustivo esfuerzo en invitar a los usuarios, no se logró que la muestra estadística finalmente capturada fuera la misma planeada. Así, se introdujo un factor de corrección en los cálculos estadísticos de estimación del costo de racionamiento (ver Ecuación 2-5).

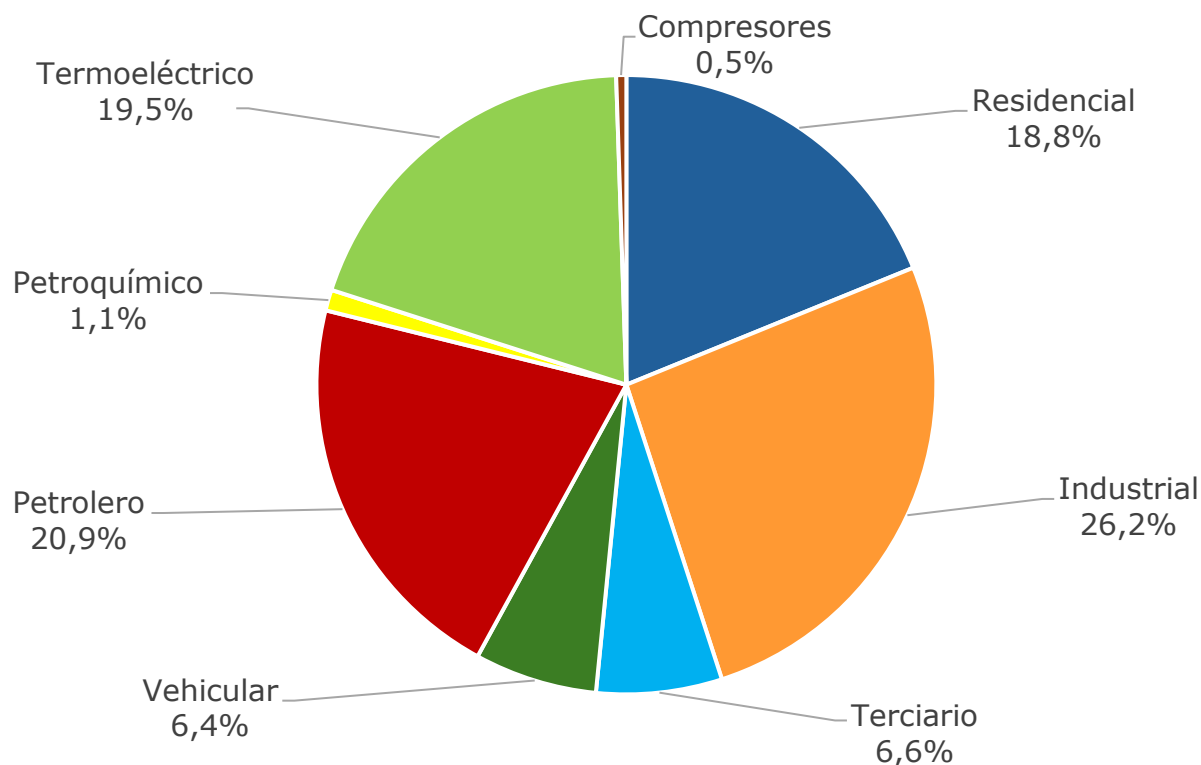


Gráfica 3-1: Etapas de la metodología para el diseño muestral y captura de información

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1. Análisis de la demanda de gas natural

Para el año 2025, la demanda nacional de gas natural estimada en cerca de 930 GBTUD, se distribuye sectorialmente según se muestra en Gráfica 3-2. Téngase en cuenta que esta distribución puede cambiar significativamente para diferentes años en razón a que los crecimientos de los sectores de consumo son diferentes, y en particular porque antes cambios en los aportes hidrológicos al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pueden alterar en gran medida la demanda de gas natural del sector termoeléctrico.



Gráfica 3-2: Participación sectorial en la demanda nacional de gas natural, año 2025

Fuente: UPME, a partir de datos Gestor del Mercado de Gas Natural.⁵

Complementariamente, la Tabla 3-1 presenta para cada sector de consumo su distribución regional:

[GBTUD]	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Residencial	70,4	33,0	12,4	3,8	19,8	11,2	14,7	9,9	175,1
Industrial*	103,4	77,4	11,5	1,3	22,8	2,6	33,0	1,4	253,5
Terciario	28,5	6,2	3,7	0,6	12,6	2,2	5,7	1,5	61,0
Vehicular	30,8	9,5	3,0	0,6	3,5	3,0	7,2	2,0	59,5
TermoEléctrico	30,3	149,4	-	0,3	-	-	0,9	0,5	181,5
Petrolero	24,2	67,7	-	102,4	-	-	-	-	194,3
Compresores	2,6	1,2	0,6	0,5	-	-	-	0,1	4,9
Total	290,1	344,4	31,2	109,6	58,6	18,9	61,5	15,4	929,8

* Incluye industria petroquímica

Tabla 3-1: Participación regional de la demanda de gas natural para cada uno de los sectores

Fuente: UPME, a partir de datos Gestor del Mercado de Gas Natural.

⁵ Información disponible en: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/precios>.

3.1.1. Sector residencial

Este sector estaría compuesto por casi 11.5 millones de usuarios para finales del año 2025. Se determina la distribución por estratos socioeconómicos de su demanda de gas natural para el mismo año a partir de datos de Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI-SSPD), la cual se expone en la siguiente Tabla 3-2:

Estrato		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Total
Bajo-Bajo	1	4,5%	9,7%	1,4%	1,4%	1,2%	1,5%	2,4%	1,8%	24,0%
Bajo	2	13,9%	6,2%	2,4%	0,9%	4,4%	2,2%	3,7%	2,6%	36,4%
Medio-Bajo	3	10,8%	2,4%	1,8%	0,2%	4,1%	1,3%	2,0%	0,8%	23,5%
Medio	4	4,2%	0,8%	0,7%	0,1%	1,5%	0,8%	0,7%	0,4%	9,1%
Medio-Alto	5	1,5%	0,3%	0,3%	0,0%	0,9%	0,2%	0,4%	0,1%	3,8%
Alto	6	1,6%	0,4%	0,3%	0,0%	0,6%	0,2%	0,3%	0,0%	3,3%
Total		36,5%	19,9%	6,9%	2,6%	12,8%	6,1%	9,4%	5,7%	100,0%

Tabla 3-2: Participación regional y por estratos socioeconómicos de la demanda de gas natural residencial, año 2025

Fuente: UPME, a partir de datos SUI-SSPD ⁶.

Los usuarios que hicieron parte del estudio se distribuyen según la siguiente tabla:

Estrato		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Total
Bajo-Bajo	1	2,2%	11,5%	1,5%	3,3%	1,3%	0,8%	1,1%	2,6%	24,2%
Bajo	2	12,1%	4,5%	3,8%	5,4%	1,4%	8,1%	5,7%	2,8%	43,8%
Medio-Bajo	3	5,5%	2,1%	1,1%	0,0%	5,2%	1,4%	3,1%	1,0%	19,4%
Medio	4	3,0%	1,7%	0,7%	0,4%	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	6,1%
Medio-Alto	5	0,9%	0,5%	5,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,4%
Alto	6	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total		23,6%	20,3%	12,2%	9,1%	8,2%	10,3%	9,9%	6,4%	100,0%

Tabla 3-3: Participación regional y por estratos socioeconómicos de la demanda de gas natural residencial incluida en el estudio

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1.2. Sector Industrial

Para este sector, se determina la distribución de su consumo según región, actividad productiva y tamaño de las empresas, tal como se muestra en la Tabla 3-4. La fuente de

⁶ Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>.

información para ésta fue la Encuesta Anual Manufacturera 2024 del DANE, la cual registra 6583 empresas industriales con diversas características como su ubicación, tamaño, consumo de gas natural, etc.⁷

Se presenta también la distribución análoga para las empresas que fueron objeto del estudio en la Tabla 3-5. La información fuente para contactar las empresas invitadas a participar en el estudio provino, entre otras fuentes de la red de cámaras de comercio del país, Confecámaras⁸, con datos específicos de 177.475 empresas del sector industrial.

⁷ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/industria/encuesta-anual-manufacturera-enam>

⁸ Estas bases de datos se solicitaron a través de su sitio internet: <https://confecamaras.org.co/>

			Región										
Actividad Productiva	Código CIIU	Tamaño	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	Orinoq-Amaz	SurOeste	Tolima-Hulla	Nacional	
Agroindustria	1	Micro y Pequeña	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
		Mediana	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
		Grande	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
Elaboración de productos alimenticios	10	Micro y Pequeña	0,16%	0,11%	0,02%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,05%	0,00%	0,38%	
		Mediana	2,18%	1,42%	0,24%	0,03%	0,48%	0,06%	0,02%	0,70%	0,03%	5,15%	
		Grande	6,87%	4,47%	0,76%	0,09%	1,51%	0,17%	0,07%	2,19%	0,10%	16,24%	
Elaboración de bebidas	11	Micro y Pequeña	0,05%	0,03%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,12%	
		Mediana	0,69%	0,45%	0,08%	0,01%	0,15%	0,02%	0,01%	0,22%	0,01%	1,64%	
		Grande	2,19%	1,42%	0,24%	0,03%	0,48%	0,06%	0,02%	0,70%	0,03%	5,17%	
Elaboración de productos de tabaco	12	Micro y Pequeña	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	
		Mediana	0,08%	0,05%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,18%	
		Grande	0,24%	0,16%	0,03%	0,00%	0,05%	0,01%	0,00%	0,08%	0,00%	0,57%	
Fabricación de productos textiles	13	Micro y Pequeña	0,03%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,08%	
		Mediana	0,45%	0,29%	0,05%	0,01%	0,10%	0,01%	0,00%	0,14%	0,01%	1,07%	
		Grande	1,43%	0,93%	0,16%	0,02%	0,31%	0,04%	0,01%	0,46%	0,02%	3,37%	
Confección de prendas de vestir	14	Micro y Pequeña	0,03%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,08%	
		Mediana	0,45%	0,29%	0,05%	0,01%	0,10%	0,01%	0,00%	0,14%	0,01%	1,07%	
		Grande	1,43%	0,93%	0,16%	0,02%	0,31%	0,04%	0,01%	0,46%	0,02%	3,37%	
Curtido y recurtido de cueros; fabricación de calzado;	15	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,11%	0,07%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,26%	
		Grande	0,34%	0,22%	0,04%	0,00%	0,08%	0,01%	0,00%	0,11%	0,00%	0,81%	
Transformación de la madera y fabricación de productos de	16	Micro y Pequeña	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,09%	0,06%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,21%	
		Grande	0,28%	0,18%	0,03%	0,00%	0,06%	0,01%	0,00%	0,09%	0,00%	0,66%	
Fabricación de papel	17	Micro y Pequeña	0,02%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,06%	
		Mediana	0,34%	0,22%	0,04%	0,00%	0,07%	0,01%	0,00%	0,11%	0,00%	0,79%	
		Grande	1,06%	0,69%	0,12%	0,01%	0,23%	0,03%	0,01%	0,34%	0,01%	2,51%	
Actividades de impresión y de producción de copias	18	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	
		Mediana	0,16%	0,11%	0,02%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,05%	0,00%	0,39%	
		Grande	0,52%	0,34%	0,06%	0,01%	0,11%	0,01%	0,01%	0,17%	0,01%	1,23%	
Coquización	19	Micro y Pequeña	0,08%	0,05%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,18%	
		Mediana	1,03%	0,67%	0,12%	0,01%	0,23%	0,03%	0,01%	0,33%	0,01%	2,44%	
		Grande	3,26%	2,12%	0,36%	0,04%	0,72%	0,08%	0,03%	1,04%	0,05%	7,71%	
Fabricación de sustancias y productos químicos	20	Micro y Pequeña	0,05%	0,03%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,11%	
		Mediana	0,62%	0,40%	0,07%	0,01%	0,14%	0,02%	0,01%	0,20%	0,01%	1,46%	
		Grande	1,94%	1,27%	0,22%	0,02%	0,43%	0,05%	0,02%	0,62%	0,03%	4,60%	
Fabricación de productos farmacéuticos	21	Micro y Pequeña	0,05%	0,03%	0,01%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,11%	
		Mediana	0,62%	0,40%	0,07%	0,01%	0,14%	0,02%	0,01%	0,20%	0,01%	1,46%	
		Grande	1,94%	1,27%	0,22%	0,02%	0,43%	0,05%	0,02%	0,62%	0,03%	4,60%	
Fabricación de productos de caucho y de plástico	22	Micro y Pequeña	0,02%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,05%	
		Mediana	0,28%	0,18%	0,03%	0,00%	0,06%	0,01%	0,00%	0,09%	0,00%	0,66%	
		Grande	0,88%	0,57%	0,10%	0,01%	0,19%	0,02%	0,01%	0,28%	0,01%	2,08%	
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	23	Micro y Pequeña	0,07%	0,05%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,17%	
		Mediana	0,96%	0,62%	0,11%	0,01%	0,21%	0,02%	0,01%	0,31%	0,01%	2,26%	
		Grande	3,02%	1,96%	0,34%	0,04%	0,66%	0,08%	0,03%	0,96%	0,04%	7,13%	
Fabricación de productos metalúrgicos básicos	24	Micro y Pequeña	0,02%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,06%	
		Mediana	0,32%	0,21%	0,04%	0,00%	0,07%	0,01%	0,00%	0,10%	0,00%	0,75%	
		Grande	1,00%	0,65%	0,11%	0,01%	0,22%	0,03%	0,01%	0,32%	0,01%	2,37%	
Fabricación de productos elaborados de metal	25	Micro y Pequeña	0,02%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,06%	
		Mediana	0,32%	0,21%	0,04%	0,00%	0,07%	0,01%	0,00%	0,10%	0,00%	0,75%	
		Grande	1,00%	0,65%	0,11%	0,01%	0,22%	0,03%	0,01%	0,32%	0,01%	2,37%	
Fabricación de productos informáticos	26	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,12%	0,08%	0,01%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,29%	
		Grande	0,39%	0,25%	0,04%	0,00%	0,09%	0,01%	0,00%	0,12%	0,01%	0,92%	
Fabricación de aparatos y equipo eléctrico	27	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,12%	0,08%	0,01%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,04%	0,00%	0,29%	
		Grande	0,39%	0,25%	0,04%	0,00%	0,09%	0,01%	0,00%	0,12%	0,01%	0,92%	
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	28	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	
		Mediana	0,19%	0,13%	0,02%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,45%	
		Grande	0,61%	0,39%	0,07%	0,01%	0,13%	0,02%	0,01%	0,19%	0,01%	1,43%	
Fabricación de vehículos automotores	29	Micro y Pequeña	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,09%	0,06%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,20%	
		Grande	0,27%	0,18%	0,03%	0,00%	0,06%	0,01%	0,00%	0,09%	0,00%	0,64%	
Fabricación de otros tipos de equipo de transporte	30	Micro y Pequeña	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	
		Mediana	0,09%	0,06%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,20%	
		Grande	0,27%	0,18%	0,03%	0,00%	0,06%	0,01%	0,00%	0,09%	0,00%	0,64%	
Fabricación de muebles	31	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%	
		Mediana	0,20%	0,13%	0,02%	0,00%	0,04%	0,01%	0,00%	0,06%	0,00%	0,47%	
		Grande	0,63%	0,41%	0,07%	0,01%	0,14%	0,02%	0,01%	0,20%	0,01%	1,49%	
Otras industrias manufactureras	32	Micro y Pequeña	0,02%	0,02%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,05%	
		Mediana	0,31%	0,20%	0,03%	0,00%	0,07%	0,01%	0,00%	0,10%	0,00%	0,74%	
		Grande	0,99%	0,64%	0,11%	0,01%	0,22%	0,03%	0,01%	0,31%	0,01%	2,33%	
Instalación de equipos	33	Micro y Pequeña	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	
		Mediana	0,19%	0,13%	0,02%	0,00%	0,04%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,45%	
		Grande	0,61%	0,39%	0,07%	0,01%	0,13%	0,02%	0,01%	0,19%	0,01%	1,43%	
			42,31%	27,54%	4,71%	0,54%	9,32%	1,08%	0,41%	13,51%	0,59%	100,00%	

Tabla 3-4: Participación de la demanda de gas natural industrial según características de las empresas.

Fuente: UPME, a partir de datos DANE-Encuesta Anual Manufacturera 2024.

			Región									
Actividad Productiva	Código CIU	Tamaño	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	Orinoq-Amaz	SurOeste	Tolima-Huila	Nacional
AgroIndustria	1	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
		Grande	0,24%	0,27%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,51%
Elaboración de productos alimenticios	10	Micro y Pequeña	0,58%	0,07%	0,01%	0,00%	0,01%	0,01%	0,00%	0,02%	0,98%	1,68%
		Mediana	0,04%	0,10%	0,00%	0,00%	0,15%	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,34%
		Grande	0,19%	3,42%	0,01%	0,00%	1,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,70%
Elaboración de bebidas	11	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Elaboración de productos de tabaco	12	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de productos textiles	13	Micro y Pequeña	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
		Mediana	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
		Grande	0,39%	3,91%	0,00%	0,00%	0,47%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,77%
Confección de prendas de vestir	14	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
Curtido y recurtido de cueros; fabricación de calzado; fabricación de	15	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Transformación de la madera y fabricación de productos de madera y de	16	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de papel	17	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,03%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%
		Grande	0,00%	4,91%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,22%	0,00%	10,13%
Actividades de impresión y de producción de copias a partir de grabaciones	18	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Coquización	19	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de sustancias y productos químicos	20	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
		Mediana	3,41%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	3,41%
		Grande	2,12%	9,82%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	11,95%
Fabricación de productos farmacéuticos	21	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de productos de caucho y de plástico	22	Micro y Pequeña	0,01%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%
		Mediana	0,53%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,56%
		Grande	0,33%	8,77%	0,00%	0,00%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	9,16%
Fabricación de otros productos minerales no metálicos	23	Micro y Pequeña	0,00%	0,76%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,78%
		Mediana	0,09%	3,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,80%	0,00%	3,90%
		Grande	9,81%	12,58%	0,00%	0,00%	5,19%	5,87%	0,00%	0,00%	0,00%	33,44%
Fabricación de productos metalúrgicos básicos	24	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,37%	1,82%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,19%
		Grande	3,30%	1,36%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,65%
Fabricación de productos elaborados de metal	25	Micro y Pequeña	0,26%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,27%
		Mediana	0,93%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,93%
		Grande	0,02%	1,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,31%
Fabricación de productos informáticos	26	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de aparatos y equipo eléctrico	27	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,08%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,08%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de maquinaria y equipo n.c.p.	28	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de vehículos automotores	29	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,21%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,21%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de otros tipos de equipo de transporte	30	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Fabricación de muebles	31	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Otras industrias manufactureras	32	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Instalación de equipos	33	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	4,81%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	4,81%
			23,00%	57,00%	0,03%	0,00%	6,99%	5,94%	0,00%	6,06%	0,98%	100,00%

Tabla 3-5: Participación de la demanda de gas natural industrial según características de las empresas, incluida en el estudio.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1.3. Sector Terciario

Para este sector, se determina la distribución de su consumo según región, actividad productiva y tamaño de las empresas, tal como se muestra en la Tabla 3-6. La fuente de información para ésta fueron la Encuesta Anual de Comercio 2024 y la Encuesta Anual de Servicios, ambas del DANE, las cuales registran más de 26 mil empresas del sector terciario con diversas características como su ubicación, tamaño, consumo de gas natural, etc.⁹

Se presenta también la distribución análoga para las empresas que fueron objeto del estudio en la Tabla 3-7. La información fuente para contactar las empresas invitadas a participar en el estudio provino, entre otras fuentes de la red de cámaras de comercio del país, Confecámaras¹⁰, con datos específicos de casi 1,4 millones de empresas del sector terciario.

⁹ Disponible en: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-interno/encuesta-anual-de-comercio-eac> y <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/servicios/encuesta-anual-de-servicios-eas>.

¹⁰ Estas bases de datos se solicitaron a través de su sitio internet: <https://confecamaras.org.co/>

Actividad Económica CIU		Tamaño de la Empresa	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalen a Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima - Huila	
Comercio al por mayor y al por menor; reparación	G	Micro y Pequeña	0,70%	0,15%	0,04%	0,02%	0,29%	0,04%	0,16%	0,03%	1,43%
		Mediana	0,80%	0,17%	0,04%	0,02%	0,34%	0,05%	0,19%	0,03%	1,64%
		Grande	2,25%	0,49%	0,12%	0,06%	0,95%	0,14%	0,52%	0,09%	4,62%
Transporte y almacenamiento	H	Micro y Pequeña	0,02%	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,01%	0,00%	0,04%
		Mediana	2,65%	1,28%	0,34%	0,07%	0,51%	0,07%	0,81%	0,15%	5,89%
		Grande	0,79%	0,38%	0,10%	0,02%	0,15%	0,02%	0,24%	0,05%	1,76%
Alojamiento y servicios de comida	I	Micro y Pequeña	0,29%	0,15%	0,10%	0,02%	0,12%	0,02%	0,06%	0,05%	0,81%
		Mediana	0,96%	0,50%	0,34%	0,07%	0,40%	0,07%	0,20%	0,16%	2,70%
		Grande	1,48%	0,77%	0,53%	0,11%	0,62%	0,11%	0,32%	0,24%	4,18%
Información y comunicaciones	J	Micro y Pequeña	0,72%	0,04%	0,05%	0,01%	0,12%	0,02%	0,05%	0,02%	1,04%
		Mediana	1,65%	0,10%	0,12%	0,02%	0,27%	0,04%	0,11%	0,05%	2,36%
		Grande	2,99%	0,18%	0,21%	0,04%	0,50%	0,08%	0,20%	0,10%	4,29%
Actividades financieras y de seguros	K	Micro y Pequeña	0,34%	0,06%	0,06%	0,01%	0,10%	0,02%	0,06%	0,03%	0,68%
		Mediana	1,36%	0,26%	0,23%	0,05%	0,39%	0,08%	0,22%	0,10%	2,69%
		Grande	2,19%	0,42%	0,37%	0,08%	0,63%	0,13%	0,35%	0,17%	4,33%
Actividades inmobiliarias	L	Micro y Pequeña	1,19%	0,13%	0,09%	0,02%	0,35%	0,06%	0,14%	0,04%	2,02%
		Mediana	2,27%	0,24%	0,18%	0,04%	0,67%	0,12%	0,27%	0,08%	3,87%
		Grande	1,06%	0,11%	0,08%	0,02%	0,31%	0,05%	0,12%	0,04%	1,81%
Actividades profesionales	M	Micro y Pequeña	1,04%	0,07%	0,03%	0,01%	0,16%	0,02%	0,05%	0,01%	1,41%
		Mediana	2,76%	0,17%	0,09%	0,02%	0,44%	0,06%	0,14%	0,04%	3,72%
		Grande	1,91%	0,12%	0,06%	0,01%	0,30%	0,04%	0,10%	0,03%	2,57%
Actividades de servicios administrativos y de	N	Micro y Pequeña	0,05%	0,01%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,01%	0,00%	0,10%
		Mediana	0,78%	0,13%	0,09%	0,02%	0,26%	0,05%	0,10%	0,04%	1,47%
		Grande	3,26%	0,54%	0,38%	0,08%	1,06%	0,21%	0,40%	0,17%	6,12%
Administración pública y defensa; planes de seguridad	O	Micro y Pequeña	0,34%	0,06%	0,06%	0,01%	0,10%	0,02%	0,06%	0,03%	0,68%
		Mediana	1,36%	0,26%	0,23%	0,05%	0,39%	0,08%	0,22%	0,10%	2,69%
		Grande	2,19%	0,42%	0,37%	0,08%	0,63%	0,13%	0,35%	0,17%	4,33%
Educación	P	Micro y Pequeña	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
		Mediana	0,10%	0,02%	0,02%	0,00%	0,03%	0,01%	0,02%	0,01%	0,20%
		Grande	3,68%	0,84%	0,65%	0,13%	0,99%	0,30%	0,58%	0,30%	7,48%
Actividades de atención de la salud humana y de	Q	Micro y Pequeña	0,04%	0,01%	0,02%	0,00%	0,02%	0,01%	0,01%	0,01%	0,11%
		Mediana	0,25%	0,08%	0,11%	0,02%	0,14%	0,05%	0,11%	0,05%	0,81%
		Grande	2,12%	0,64%	0,93%	0,19%	1,20%	0,39%	0,88%	0,42%	6,76%
Actividades artísticas	R	Micro y Pequeña	0,05%	0,01%	0,02%	0,00%	0,02%	0,00%	0,01%	0,01%	0,12%
		Mediana	1,35%	0,16%	0,38%	0,08%	0,50%	0,10%	0,27%	0,17%	3,01%
		Grande	2,04%	0,25%	0,58%	0,12%	0,75%	0,15%	0,40%	0,26%	4,56%
Otras actividades de servicios	S	Micro y Pequeña	0,15%	0,02%	0,04%	0,01%	0,06%	0,01%	0,03%	0,02%	0,34%
		Mediana	1,39%	0,17%	0,40%	0,08%	0,51%	0,10%	0,27%	0,18%	3,10%
		Grande	1,90%	0,23%	0,54%	0,11%	0,70%	0,14%	0,38%	0,25%	4,25%
			50,48%	9,68%	8,00%	1,70%	15,02%	3,01%	8,42%	3,69%	100,00%

Tabla 3-6: Participación de la demanda de gas natural terciario según características de las empresas.

Fuente: UPME, a partir de datos DANE-Encuesta Anual Manufacturera 2024.

Actividad Económica CIU		Tamaño de la Empresa	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalen a Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima - Huila	
Comercio al por mayor y al por menor; reparación	G	Micro y Pequeña	0,48%	0,06%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,48%	0,00%	1,96%
		Mediana	0,00%	6,16%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,24%	6,40%
		Grande	0,00%	64,82%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	64,82%
Transporte y almacenamiento	H	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Alojamiento y servicios de comida	I	Micro y Pequeña	9,11%	0,00%	0,34%	0,00%	0,26%	0,25%	0,82%	0,09%	10,87%
		Mediana	2,40%	1,20%	0,01%	0,00%	2,95%	0,00%	0,46%	0,00%	7,02%
		Grande	2,65%	0,00%	0,00%	0,00%	4,47%	0,00%	0,00%	0,00%	7,12%
Información y comunicaciones	J	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades financieras y de seguros	K	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades inmobiliarias	L	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades profesionales	M	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades de servicios administrativos y de	N	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Administración pública y defensa; planes de seguridad	O	Micro y Pequeña	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Educación	P	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades de atención de la salud humana y de	Q	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Actividades artísticas	R	Micro y Pequeña	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Otras actividades de servicios	S	Micro y Pequeña	0,04%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,04%
		Mediana	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1,67%	0,00%	0,00%	1,67%
		Grande	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
			14.68%	72.29%	0.35%	0.00%	7.68%	1.91%	2.76%	0.33%	100.00%

Tabla 3-7: Participación de la demanda de gas natural terciario según características de las empresas, incluidas en el estudio.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1.4. Sector Vehicular

Para este sector, se determina la distribución de su consumo según región, servicio del vehículo y tipo de combustible, tal como se muestra en la Tabla 3-8. La fuente de

información para ésta fue el informe histórico de matrículas de vehículos, el cual registra más de 17 mil vehículos que consumen gas natural ¹¹ y otros combustibles sustitutos. Adicionalmente, se usó información sobre el consumo regional de GNV, proveniente del Gestor del Mercado de Gas Natural ¹².

	Centro		Costa Atlántica		CQR		Magdalena Medio		NorOeste		NorEste		SurOeste		Tolima-Huila		Nacional		
	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Total
Ambulancia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Automovil	6,3%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	12,5%	0,0%	12,5%
Bus	0,0%	8,3%	0,0%	6,3%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	6,3%	0,0%	0,0%	0,0%	25,0%	25,0%
Buseta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Camion <10.5T	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	2,1%
Camion >=10.5T	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Microbus	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Pick Up	4,2%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,3%	0,0%	6,3%
Taxi	14,6%	0,0%	6,3%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	2,1%	0,0%	4,2%	0,0%	0,0%	0,0%	31,3%	0,0%	31,3%
Tractocamión	0,0%	4,2%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	6,3%	6,3%
Utilitario	4,2%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	8,3%	0,0%	8,3%
Van	4,2%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	8,3%	0,0%	8,3%
Volqueta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	35,4%	12,5%	14,6%	8,3%	2,1%	2,1%	0,0%	0,0%	2,1%	0,0%	4,2%	2,1%	10,4%	6,3%	0,0%	0,0%	68,8%	31,3%	100,0%
	47,9%		22,9%		4,2%		0,0%		2,1%		6,3%		16,7%		0,0%		100,0%		

Tabla 3-8: Participación de la demanda de gas natural vehicular según características de los vehículos.

Fuente: UPME, a partir de datos de ANDEMOS.

Se presenta también la distribución análoga para los vehículos que fueron objeto del estudio en la Tabla 3-9.

¹¹ Disponible en: https://datastudio.google.com/u/0/reporting/ceb8deeb-3b00-4e08-8536-5a0f2ebb5cf2/page/p_96883n2k0d.

¹² Disponible en: <https://www.bmcbec.com.co/bi-gas/precios>.

	Centro		Costa Atlántica		CQR		Magdalena Medio		NorOeste		NorEste		SurOeste		Tolima-Huila		Nacional		
	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Dual	Dedicado	Total
Ambulancia	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Automovil	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	2,5%	12,7%	0,0%	3,4%	0,0%	0,0%	0,0%	20,7%	2,5%	23,1%
Bus	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Buseta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Camion <10.5T	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	0,6%	1,9%
Camion >=10.5T	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Microbus	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,2%
Pick Up	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	4,4%	0,0%	4,4%
Taxi	20,4%	0,0%	11,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	38,1%	0,0%	0,0%	0,0%	69,8%	0,0%	69,8%
Tractocamión	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Utilitario	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,0%	0,6%
Van	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Volqueta	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	21,1%	0,6%	11,3%	0,0%	3,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,4%	2,5%	12,7%	0,0%	41,5%	0,0%	0,0%	0,0%	97,0%	3,0%	100,0%
	21,7%		11,3%		3,0%		0,0%		9,9%		12,7%		41,5%		0,0%		100,0%		

Tabla 3-9: Participación de la demanda de gas natural vehicular según características de los vehículos, incluidos en el estudio.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1.5. Sector TermoEléctrico

Para este sector, se determina la distribución de su consumo según región y tecnología de la central, tal como se muestra en la Tabla 3-9. La fuente de información para ésta fue el consumo de gas natural y combustibles líquidos (como sustitutos) del SIN provisto por el Centro Nacional de despacho del SIN, así como sus características técnicas ¹³.

	Centro	Costa Atlántica	Magdalena Medio	SurOeste	Total
Ciclo Combinado/STIG	0,0%	73,0%	0,2%	1,0%	74,2%
Ciclo Simple/Rankine/Otto	12,2%	13,5%	0,2%	0,0%	25,8%
Total	12,2%	86,5%	0,3%	1,0%	100,0%

Tabla 3-10: Participación de la demanda de gas natural termoeléctrico según características de las centrales.

Fuente: UPME, a partir de datos XM.

Se presenta también la distribución análoga para las centrales que fueron objeto del estudio en la Tabla 3-11.

¹³ Disponible en: <https://sinergox.xm.com.co/oferta/Paginas/Informes/ConsumoCombustible.aspx> y <https://paratec.xm.com.co/reportes/planta-termica>.

	Centro	Costa Atlántica	Magdalena Medio	SurOeste	Total
Ciclo Combinado/STIG	0,0%	21,1%	9,9%	15,1%	46,1%
Ciclo Simple/Rankine/Otto	5,8%	45,9%	2,2%	0,0%	53,9%
Total	5,8%	67,0%	12,2%	15,1%	100,0%

Tabla 3-11: Participación de la demanda de gas natural termoeléctrico según características de las centrales, incluidas en el estudio.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.1.6. Sector Petrolero

Para este sector, se determina la distribución de su consumo según región, tal como se muestra en la Tabla 3-12. La fuente de información para ésta fue el consumo de gas natural provisto por Ecopetrol.

	Centro	Costa Atlántica	Magdalena Medio	SurOeste	Total
Ciclo Combinado/STIG	0,0%	73,0%	0,2%	1,0%	74,2%
Ciclo Simple/Rankine/Otto	12,2%	13,5%	0,2%	0,0%	25,8%
Total	12,2%	86,5%	0,3%	1,0%	100,0%

Tabla 3-12: Participación regional de la demanda de gas natural petrolera.

Fuente: UPME, a partir de datos Ecopetrol.

Se presenta también la distribución análoga para la demanda que fue objeto del estudio en la Tabla 3-13.

	Centro	Costa Atlántica	Magdalena Medio	SurOeste	Total
Ciclo Combinado/STIG	0,0%	21,1%	9,9%	15,1%	46,1%
Ciclo Simple/Rankine/Otto	5,8%	45,9%	2,2%	0,0%	53,9%
Total	5,8%	67,0%	12,2%	15,1%	100,0%

Tabla 3-13: Participación regional de la demanda de gas natural petrolera, incluida en el estudio.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.2. Preparación y ejecución del trabajo de campo

La ejecución del trabajo de campo, recopilación de información y su procesamiento se logró a través de seis etapas: i)- preparación y planificación de la encuesta; ii)- selección y

capacitación de encuestadores; iii)- implementación de la encuesta; iv)- procesamiento y validación de los datos; v)- análisis de datos y elaboración de reportes; vi)- presentación y difusión de resultados (ver *Gráfica 3-1*). Estos se especifican a continuación:

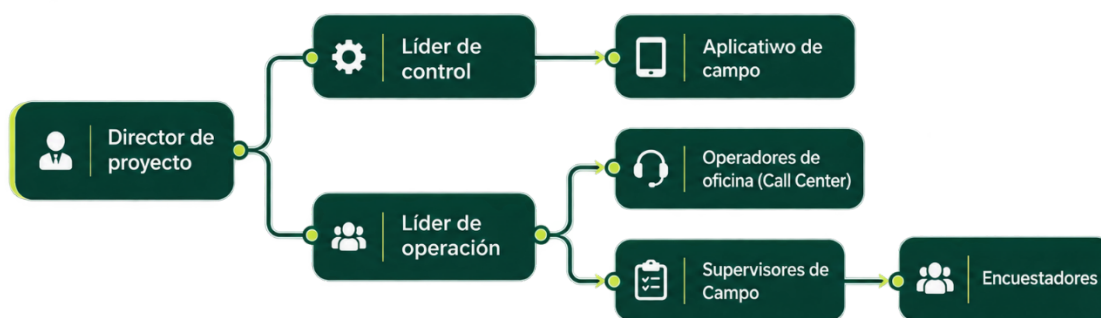
3.2.1. Preparación y planificación de la encuesta

Para el inicio de las labores en campo se estableció un equipo de personas quienes se comunicarían con los usuarios del servicio de gas natural, les invitarían a participar en el estudio y, si su respuesta era positiva, el agendamiento para efectuarles la visita técnica. La comunicación se hizo a través correos electrónicos, llamadas telefónicas, así como de manera indirectas a través de gremios e instituciones del sector. En ocasiones, se debió reagendar las visitas técnicas, ante la indisponibilidad del usuario de atender la visita técnica.

La encuesta incluyó preguntas cerradas, orientadas a facilitar el análisis estadístico de los datos recopilados, así como preguntas abiertas que permiten obtener información cualitativa más detallada sobre las percepciones, experiencias y expectativas de los usuarios del servicio.

Se determinaron las siguientes asignaciones: Organización y distribución de equipos de encuestadores previamente capacitados. Para la capacitación del grupo de encuestadores se hace por medio de manuales donde se especifican los pasos que se ejecutan en campo, junto al acompañamiento constante del líder de campo y los profesionales encargados de la calidad de la información.

Se aplicó la siguiente estructura organizacional de campo:



Gráfica 3-3: Estructura organizacional para el trabajo de campo

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consortio MetGas 2025.

3.2.2. Selección y capacitación de encuestadores

Se estableció el perfil específico del personal de campo requerido, considerando las competencias técnicas, experiencia laboral, disponibilidad geográfica y condiciones operativas necesarias para cumplir con los objetivos logísticos del proyecto.

Se definió el perfil del grupo de encuestadores con base en los requerimientos logísticos del proyecto. Posteriormente, se coordinó la forma de contratación del equipo de encuestadores, estableciendo criterios de sectorización según zonas geográficas, volumen de muestras por área y cantidad de encuestadores requeridos para cubrir eficientemente el trabajo de campo.

Se coordinó la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas. El equipo de encuestadores fue carnetizado, y según lo establecido en los agendamientos, se verificó que el personal dispusiera de los elementos de protección para ingresar a las instalaciones industriales, según el caso.

3.2.3. Implementación de las encuestas

Las encuestas se llevaron a cabo de forma presencial, conforme a los lineamientos establecidos en los requerimientos contractuales. La encuesta es un instrumento estructurado de levantamiento de información aplicado por el equipo designado por el Consorcio METGAS; no incluyó intervención, diagnóstico técnico especializado, inspección de activos ni emisión de conceptos técnicos de instalaciones o procesos productivos, tampoco auditoría. La duración, el procedimiento y el perfil del personal encuestador se ajustaron a la complejidad de cada proceso de encuesta.

Se estableció un cronograma de trabajo de campo, con las actividades que se llevarán a cabo en campo y coordinó la entrega de materiales y dispositivos móviles, gestionando de manera eficiente los recursos físicos y tecnológicos necesarios para la ejecución de las tareas.

3.2.4. Procesamiento y validación de los datos

Se supervisó la aplicación de encuestas, con el acompañamiento de los profesionales de procesos industriales, logístico y estadístico. Se efectuó un proceso de supervisión para garantizar la calidad de la información recolectada; esto incluyó la verificación del cumplimiento de los protocolos establecidos, la revisión de los datos obtenidos y la evaluación del desempeño del equipo en campo, a cargo del líder de campo.

3.2.5. Análisis de datos y elaboración de reportes

La información obtenida fue consolidada en una base de datos estructurada, con el fin de facilitar su procesamiento y análisis. Esta tarea estuvo a cargo del equipo de profesionales del Consorcio METGAS, quienes evaluaron los resultados para identificar los costos de racionamiento de gas natural.

3.2.6. Presentación y difusión del estudio

Entre gremios del sector como Naturgas, Andeg, ANDI, entre grandes usuarios del sector, así como en instituciones como el CNO-Gas, se hizo la presentación del estudio a fin de obtener de sus observaciones insumo para mejorar el estudio y concientizar a los usuarios del sector de la importancia de participar.

3.3. Personal y Capacitación

3.3.1. Personal

Se seleccionó un equipo de encuestadores que cumple con el siguiente perfil. El proceso de selección estuvo a cargo del líder del operativo de campo, un equipo de reclutamiento de personal conformado por tres personas y el apoyo del profesional de procesos industriales.

Este rol tuvo por objetivo garantizar la correcta aplicación de las encuestas sobre consumo y gestión de gas natural, asegurando la recolección de información confiable, completa y consistente de acuerdo con los lineamientos metodológicos del estudio.

Formación académica:

- Se incluyeron profesionales en ingeniería, técnicos y tecnólogos (mecánica, química, industrial, energética) o carreras afines.
- Se valoraron perfiles en economía y estadística con experiencia en temas energéticos para encuestas residenciales.
- También se incluyeron estudiantes de último semestre de estas disciplinas, siempre que cuenten con formación en metodologías de recolección de datos y conocimientos básicos en energía.

Experiencia:

- Preferiblemente de dos años en proyectos de energía para empresas grandes, eficiencia energética, procesos industriales o levantamiento de información técnica del sector energético.

- En el caso de estudiantes, se aceptó experiencia adquirida mediante prácticas, monitorías o participación en proyectos académicos relacionados al sector energético.

Conocimientos técnicos:

- Conceptos básicos de gas natural: usos, infraestructura, costos y alternativas energéticas.
- Manejo de indicadores de consumo y facturación energética.
- Familiaridad con normativas energéticas nacionales (CREG, UPME, MinEnergía).

Competencias Clave:

- Habilidades de comunicación oral y escrita para interactuar con profesionales de nivel técnico y directivo.
- Capacidad de escuchar y registrar información de manera precisa y neutral.
- Organización y rigurosidad en la documentación de respuestas y observaciones.
- Manejo de herramientas digitales para captura de datos (formularios en línea, bases de datos, hojas de cálculo).
- Ética y confidencialidad en el tratamiento de la información recolectada.

Responsabilidades del Encuestador:

- Aplicar la encuesta siguiendo estrictamente la metodología establecida.
- Asegurar la comprensión de las preguntas por parte del encuestado.
- Registrar información de manera clara, completa y verificable.
- Identificar y reportar posibles inconsistencias o vacíos en las respuestas.
- Entregar los formularios diligenciados en los plazos definidos y con la calidad requerida.

Talento humano necesario

Se consideró en principio la participación de 27 encuestadores, que operarían según la estructura organizacional de campo. Este número se modificó ocasionalmente, en función de las necesidades del operativo.

El detalle de encuestadores base se muestra en la tabla.

Región	Municipio	Número de encuestadores	
		Residencial	No Residencial
Centro	11001-BOGOTÁ, D.C.	2	5
	25754-SOACHA		
	15001-TUNJA		
	15759-SOGAMOSO		
	25126-CAJICA		
	25175-CHIA		
	25430-MADRID		
	25473-MOSQUERA		
	25899-ZIPACQUIRA		
	25740-SIBATE		
	25295-GACHANCIPA		
	25758-SOPO		
	25817-TOCANCIPA		
	50001-VILLAVICENCIO		
	85001-YOPAL		
Costa Atlántica	08001-BARRANQUILLA	1	4
	13001-CARTAGENA DE INDIAS		
	08758-SOLEDAD		
	47001-SANTA MARTA		
	23001-MONTERIA		
	44001-RIOHACHA		
	08296-GALAPA		
	08433-MALAMBO		
	08573-PUERTO COLOMBIA		
	13836-TURBACO		
	70001-SINCELEJO		
Costa Interior	20001-VALLIEDUPAR	1	1
CQR	66001-PEREIRA	1	1
	17001-MANIZALES		
	63001-ARMENIA		
	66170-DOSQUEBRADAS		

Región	Municipio	Número de encuestadores	
		Residencial	No Residencial
Magdalena Medio	68081-BARRANCABERMEJA	1	1
	20011-AGUACHICA		
NorOriente	68001-BUCARAMANGA	1	1
	54001-CUCUTA		
	68276-FLORIDABLANCA		
	68307-GIRON		
	68547-PIEDECUESTA		
	68547-PIEDECUESTA		
NorOccidente	05001-MEDELLIN	1	1
	05088-BELLO		
	05360-ITAGUI		
	05266-ENVIGADO		
	05631-SABANETA		
	05079-BARBOSA		
	05129-CALDAS		
	05308-GIRARDOTA		
	05212-COPACABANA		
	05615-RIONEGRO		
	05380-LA ESTRELLA		
SurOccidente	76001-CALI	1	2
	19001-POPAYAN		
	52001-PASTO		
	76364-JAMUNDI		
	19142-CALOTO		
	76834-TULUA		
	76892-YUMBO		
	76111-BUGA		
	76520-PALMIRA		
	76834-TULUA		
Tolima Huila	73001-IBAGUE	1	1
	41001-NEIVA		
	18001-FLORENCIA		
Total		10	17

Tabla 3-14. Distribución de profesionales de base que efectuaron las visitas técnicas ¹⁴

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

¹⁴ Incluye poblaciones originalmente proyectadas, pero que, según el desarrollo de las visitas técnicas agendadas, fueron efectivamente o no parte del estudio.

3.3.2. Capacitación del personal que efectuó las visitas técnicas

Objetivo general

Guiar a los encuestadores en el correcto diligenciamiento de la encuesta, garantizando calidad, coherencia y uniformidad en la información recolectada.

Objetivos específicos

- Estandarizar la aplicación de preguntas en los ocho ejes temáticos.
- Asegurar que las respuestas se registren en las unidades y formatos definidos.
- Minimizar errores de interpretación, omisión o sesgo.
- Facilitar la verificación de información mediante lista de chequeo.
- Respalidar el proceso de capacitación y trabajo en campo.

Ejes temáticos de la encuesta

- Datos Generales.
- Infraestructura y Consumo de Gas Natural.
- Sustitución y Resiliencia Energética.
- Historial de Interrupción.
- Perjuicios de Racionamiento.
- Disponibilidad a Pagar.
- Disponibilidad a Vender.
- Disposición a Compensación.

Cada eje contiene preguntas específicas que deben ser leídas textualmente y registradas siguiendo las pautas de diligenciamiento establecidas.

Metodología del plan de capacitación

- Instructivos sobre la aplicación de la encuesta.
- Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038 (UPME).
- Noticias actualizadas del sector energético.
- Documento o video corto sobre racionamiento de gas natural.

Documentación de apoyo

- Manual de capacitación para encuestadores.
- Formulario de encuesta y guías de diligenciamiento.

Responsables

El proceso de capacitación estará a cargo del líder de operativo de campo que coordinará las actividades de capacitación.

3.4. Procedimientos

A continuación, se exponen los procedimientos aplicados para la visita técnica:

3.4.1. Procedimientos de visita técnica y encuesta

El procedimiento inicia en la planificación hasta el análisis de los datos, con las siguientes actividades.

Preparación y Planificación de la Encuesta: Se definieron los objetivos, el diseño muestral (ver numeral 3.1), los instrumentos de recolección y el cronograma, asegurando la coherencia metodológica y la viabilidad operativa. En el caso particular de cada encuesta, esto incluyó la identificación del sujeto muestral y la realización de actividades complementarias como preparación de formularios, elaboración previa de diagrama de procesos y concertación de agenda.

Selección y Capacitación de Encuestadores: Se seleccionaron encuestadores y se les capacitó en los objetivos, técnicas de aplicación y protocolos éticos de la encuesta, garantizando uniformidad en el trabajo de campo.

Recolección de Datos: Se aplicó el cuestionario a los usuarios agendados, según el manual de encuestas y las instrucciones recibidas durante la capacitación. Las visitas fueron documentadas con registro digital que pueden incluir fotografías, audio, video o herramientas de geolocalización. Se dejó registro de fecha y hora de visita, nombre y cargo, nombre de la empresa o estrato socioeconómico de la vivienda, ciudad donde se realizó la encuesta, nombre de quien efectuó la visita, etc.

Procesamiento y Validación de los Datos: se centralizaron los datos recolectados en una base segura y se validaron mediante controles automáticos y revisiones manuales para identificar inconsistencias, errores o vacíos.

El proceso de encuestas estuvo a cargo del profesional líder de operativo de campo, con apoyo de los profesionales de procesos industriales y de logística.

3.4.2. Análisis y validación de información

Se utilizaron técnicas descriptivas, comparativas e inferenciales para estimar el costo de racionamiento del servicio de gas natural en Colombia. Con respecto a la validación de la información, todos los datos se almacenaron en una plataforma. Se realizó seguimiento a la recolección de información, como una de las actividades del operativo de campo, con el fin de identificar errores o inconsistencias. Asimismo, se ejecutaron procesos de limpieza de datos, de ser el caso, que incluyen la eliminación de respuestas erróneas o incompletas y la validación de los formatos utilizados.

3.4.3. Organización y Preparación de los Datos

Limpieza de los Datos: El objetivo fue garantizar que los datos fueran consistentes, precisos y completos antes de proceder con el análisis, incluyendo: i)- eliminación de duplicados,

verificando que no haya respuestas repetidas de los mismos encuestados o información redundante; ii)- manejo de valores faltantes corrigiendo respuestas incompletas, dependiendo de la naturaleza de los datos y el impacto que las respuestas faltantes tengan en el análisis; iii)- corrección de errores de entrada: validar que los valores ingresados sean coherentes (por ejemplo, que los costos no sean negativos o que las fechas y números estén correctamente formateados) y iv)- la normalización de datos: en el caso de datos cuantitativos, asegurarse de que todos los valores estén dentro de un rango adecuado (por ejemplo, los ingresos en una escala consistente).

Análisis codificación y segmentación de variables: El objetivo fue convertir las respuestas cualitativas en cuantitativas cuando sea necesario y estructurar las variables para facilitar el análisis. Para esto se realizaron las siguientes acciones: i)- codificación de respuestas cualitativas que es convertir las respuestas abiertas en categorías numéricas o descriptivas (por ejemplo, si un encuestado menciona "utilizo electricidad como alternativa al gas", codificarlo como una categoría); ii)- segmentación por sector y región: asegurarse de que los datos estén segmentados de acuerdo con el tipo de sector (residencial, industrial, vehicular, terciario, etc.) y las regiones geográficas (Centro, Costa Atlántica, etc.); iii)- agrupación por características adicionales: como el tamaño de la empresa (micro, pequeña, mediana o grande) o el tipo de vivienda (casa, apartamento).

Comparación por sector: Tuvo como objetivo determinar las diferencias en el impacto del racionamiento entre los agentes, incluyendo acciones como: i)- cálculo de costos promedio por sector: comparar los costos adicionales reportados en cada sector (por ejemplo, calcular el costo promedio para un hogar en comparación con una empresa industrial); ii)- análisis de variabilidad: determinar si el costo del racionamiento es significativamente mayor en algunos sectores (por ejemplo, el sector industrial puede tener mayores pérdidas de productividad que el sector residencial).

Comparación regional: buscó determinar las variaciones en el impacto del racionamiento de gas natural según las diferentes regiones de Colombia. Se tuvieron en cuenta las siguientes actividades: i)- análisis por región geográfica: desglosar los costos del racionamiento por regiones (Costa Atlántica, Centro, Suroccidente, etc.) y observar si hay grandes diferencias entre ellas; ii)- Comparación entre sectores: ver si el impacto del racionamiento varía significativamente entre agentes dado que los usuarios residenciales tienen menor capacidad de gestión para afrontar el racionamiento del servicio.

3.4.4. Sustitución o recaptura

En caso de que sea necesario rehacer la captura de información o sustituir encuestas, se establecieron procedimientos que aseguran que la calidad de los datos recolectados no se vea comprometida y que los resultados mantengan su carácter representativo. Estos procedimientos se aplicaron con el fin de corregir errores en la recolección de datos o cubrir vacíos en la muestra. No obstante, su aplicación fue mínima gracias a la previa planificación y seguimiento de las encuestas.

Se incluyeron las actividades de: i)- identificación de Errores y Problemas en la Captura de Información: se realizó un monitoreo constante de la calidad de los datos. Se identificaron errores comunes como respuestas incompletas, errores de codificación o inconsistencias en las respuestas, lo cual podría llevar a rehacer algunas encuestas. Esto a cargo del profesional logístico y/o profesional estadística; ii)- determinación de Casos para rehacer la encuesta: cuando una encuesta no pudo ser corregida adecuadamente, se sustituyó por una nueva encuesta. Este proceso incluyó: seleccionar nuevos encuestados de la misma muestra original, para mantener la representatividad. La recomendación de casos para rehacer capturas fue dada por el profesional logístico y/o profesional estadístico.

3.4.5. Almacenamiento y procesamiento

El archivo adjunto a este documento titulado Anexo 7 contiene las bases de datos con los resultados de las encuestas diligenciadas con los usuarios de gas natural objeto de las visitas técnicas. Para el cálculo del costo de racionamiento, expuesto en el Capítulo 4, se realizó un aplicativo en *MatLab* que implementaba la metodología expuesta en el Capítulo 2, así como programas estadísticos de apoyo.

3.5. Actualización de la muestra estadística y formularios

Se detalla el proceso para actualizar la muestra estadística, los agentes a encuestar, los procedimientos y los formularios.

3.5.1. Actualización de la Muestra Estadística

Para la actualización de la muestra se llevó a cabo su monitoreo constante para verificar que las diferentes regiones y sectores fueran adecuadamente representados, esto dentro de las condiciones que se tuvieron de participación limitada de los usuarios en el estudio. Se hizo una revisión continua de los elementos que pertenecen a la muestra, posibles sustituciones, entre otras alternativas. La muestra estadística que finalmente fue objeto de las visitas técnicas se resume en la Tabla 3-16. Esta distribución a su vez se desagrega, para cada sector de consumo, en los tipos de usuarios que se exponen en el numeral 3.2.

	Residencial	Terciario		Industrial		Vehicular	Petrolero	TermoEléctrico	Total
	Regulado	Regul.	No Regul.	Regul.	No Regul.	No Regulado	No Regulado	No Regulado	
Centro	35	30	0	70	11	18	1	1	166
Costa Atlántica	37	7	1	28	30	6	1	4	114
CQR	16	5	0	13	0	2		0	36
Magdalena Medio	16	0	0	5	0	0	2	3	26
NorOccidente	16	4	2	14	5	6		0	47
NorOriente	16	3	1	13	0	2		0	35
SurOccidente	16	8	0	27	2	8		2	63
Tolima Huila	16	4	0	5	0	0		0	25
Total	168	61	4	175	48	42	4	10	512
		65		223					

Tabla 3-15. Distribución de profesionales de base que efectuaron las visitas técnicas

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

3.5.2. Actualización de Formularios:

Revisión y ajuste del formulario: Se revisaron los formularios de la encuesta de manera periódica, especialmente cuando se detectan ambigüedades en las respuestas o la necesidad de aclarar ciertas preguntas. En estos casos, se modificaron las preguntas para hacerlas más claras, manteniendo en principio las variables de interés.

Calidad del Formulario: Se monitoreó la aplicación de los formularios. Además, se implementaron revisiones de las encuestas completadas.

Los formularios para captura de información de los diferentes sectores de consumo se presentan en el archivo adjunto a este documento titulado Anexo 8. A grandes rasgos el contenido incluye lo expuesto en la Gráfica 3-4.



Gráfica 3-4: Contenido general de los formularios para las visitas técnicas

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

4. RESULTADOS REGIONALES Y SECTORIALES

En el Capítulo 2 se estableció el modelo teórico para determinar el costo de racionamiento, el cual se fundamenta en la función logística de la forma:

$$\pi_{ij}^* = \frac{1}{1 + e^{-X_{ij}}}$$

Ecuación 2-3

Donde π_{ij}^* corresponde a la probabilidad de evitar el racionamiento para un usuario i que tiene una disposición a pagar para evitar el racionamiento DAP_{ij} , y se caracteriza por otras variables comprendidas dentro de X_{ij} . Dado un sector de consumo de gas natural en particular, esta variable tiene la forma (ver numeral 2.2)

$$X_{ij} = \beta_0 + \beta_{DAP} \cdot DAP_{ij} + \sum_{R \in \text{Región}} \alpha_R \cdot \text{Región}_R \cdot \sqrt{E_R}$$

Ecuación 2-5

Así, en la medida que el ticket para evitar el racionamiento (DAP) sea superior, se reduce la probabilidad de evitar el racionamiento (β_{DAP} es negativa). En otras palabras, si el ticket para evitar el racionamiento es muy elevado, menos usuarios lo adquirirían, lo que implicaría un mayor grado de racionamiento.

Para cada uno de los sectores de consumo se efectúa una regresión logística particular, determinándose los coeficientes β_0 , β_{DAP} y α_R de la Ecuación 2-5¹⁵. Y con estos coeficientes se determina, dado el sector, el costo de racionamiento para cada región:

$$CR_R = \frac{\ln(1 + e^{\beta_0 + \alpha_R \cdot \text{Dummy}_R})}{-\beta_{DAP}} + \text{Tarifa}_R$$

Ecuación A- 2

¹⁵ Ver Anexo 2 con los resultados de las regresiones para cada sector de consumo.

Es decir, el costo de racionamiento corresponde al costo de interrupción que tiene el servicio sobre los usuarios más la tarifa original del servicio.

A continuación, se presentan estos resultados para cada sector, región y duración de racionamiento. Para estimar el costo de racionamiento a escala nacional se efectúa un promedio de los costos regionales, ponderando por la demanda de gas natural de cada región para el periodo octubre 2025 y marzo de 2026. Por otra parte, entre las tres duraciones de racionamiento estudiadas, se asume como representativa el promedio de los valores mensual y diaria.

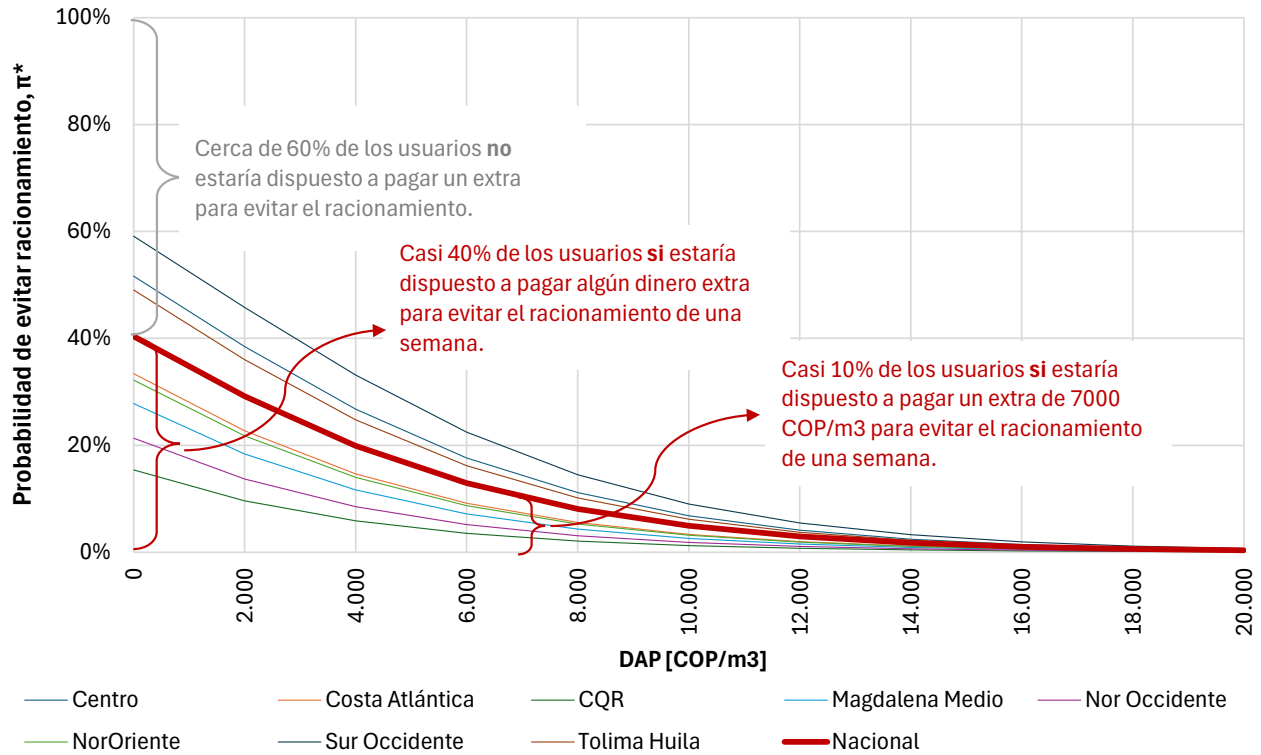
Complementariamente, se tiene que el racionamiento de gas natural en sectores como el termoeléctrico y el petrolero, tiene efectos sobre la producción de otros energéticos como la energía eléctrica y los combustibles líquidos. Por esto, se tienen en cuenta estos efectos, según se verá:

4.1. Sector Residencial

A continuación, la Gráfica 4-1 presenta para este sector la relación entre la Disposición a Pagar (DAP o valor del ticket para evitar racionamiento) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, a escala regional.

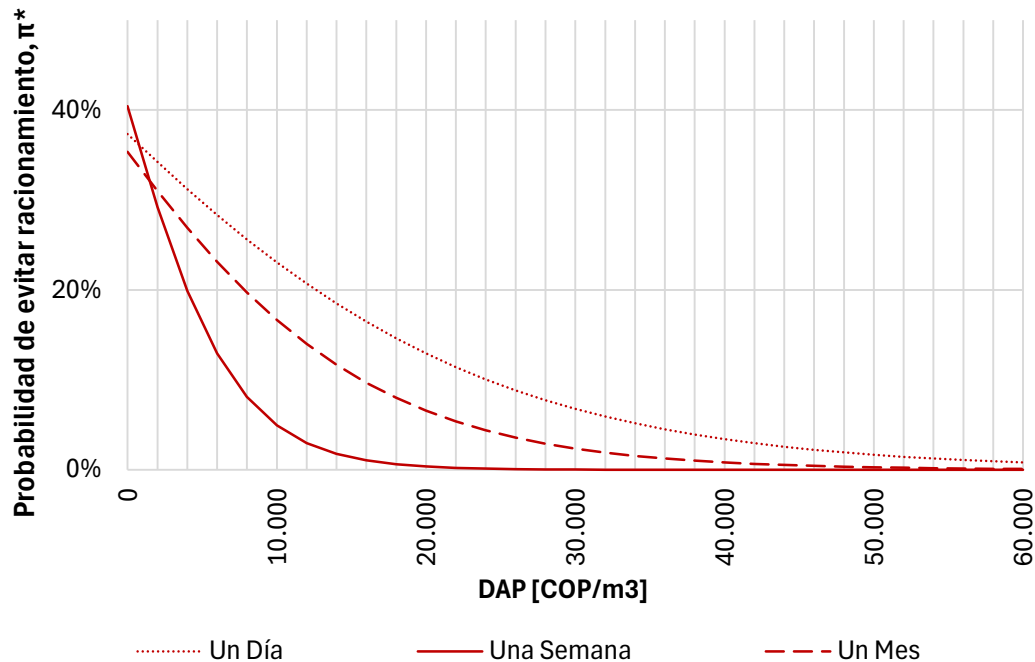
La Gráfica 4-2 compara estos valores a escala nacional para las duraciones de un día, una semana y un mes, que, si bien tienen una relación inversa y una indisposición a pagar por evitar el racionamiento del orden de 60% de los usuarios para los tres casos, no se muestra una relación transitiva entre éstas.

El costo medio de racionamiento (el correspondiente al área bajo la línea roja) para este sector se estima en 3396 COP/m³, no obstante, se tienen diferencias respecto de este valor para las diferentes regiones (ver Tabla 4-1).



Gráfica 4-1: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, para el sector residencial y escala regional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.



Gráfica 4-2: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) para tres duraciones, sector residencial y escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

Factor de Participación	37,2%	18,6%	7,0%	2,2%	12,1%	8,1%	8,5%	6,3%	100,0%
-------------------------	-------	-------	------	------	-------	------	------	------	--------

		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Costo de Interrupción	Día	8.232	5.859	3.097	2.471	3.847	1.781	12.867	8.680	6.673
	Semana	2.713	1.519	624	1.217	897	1.453	3.340	2.517	2.031
	Mes	5.736	2.550	1.163	2.374	1.518	3.563	7.661	6.276	4.261

Costo de Interrupción Representativo*	6.984	4.204	2.130	2.422	2.682	2.672	10.264	7.478	5.467
Tarifa	2.647	3.241	3.092	3.022	2.806	3.413	5.431	5.345	3.285
Costo de Racionamiento	9.631	7.445	5.221	5.444	5.488	6.085	15.695	12.823	8.752

* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes

Tabla 4-1: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector residencial, según su duración y región.

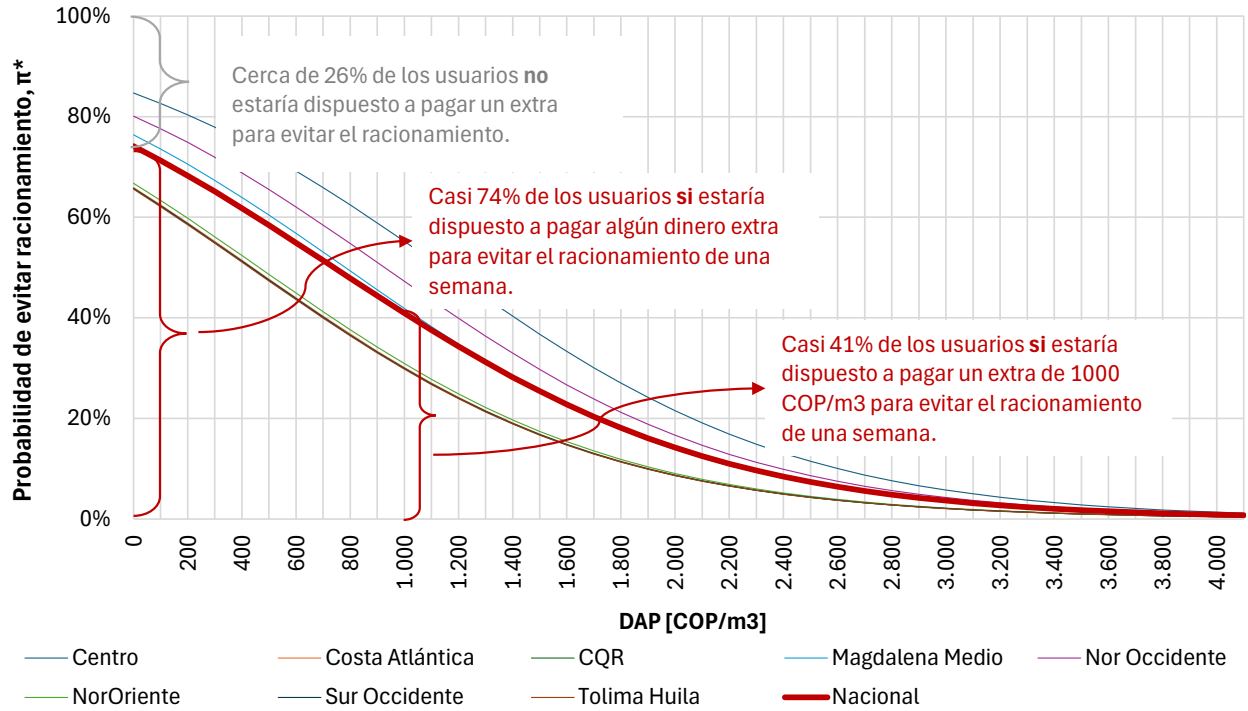
Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

4.2. Sector Industrial

A continuación, la Gráfica 4-3 presenta para este sector la relación entre la Disposición a Pagar (DAP o valor del ticket para evitar racionamiento) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, a escala regional.

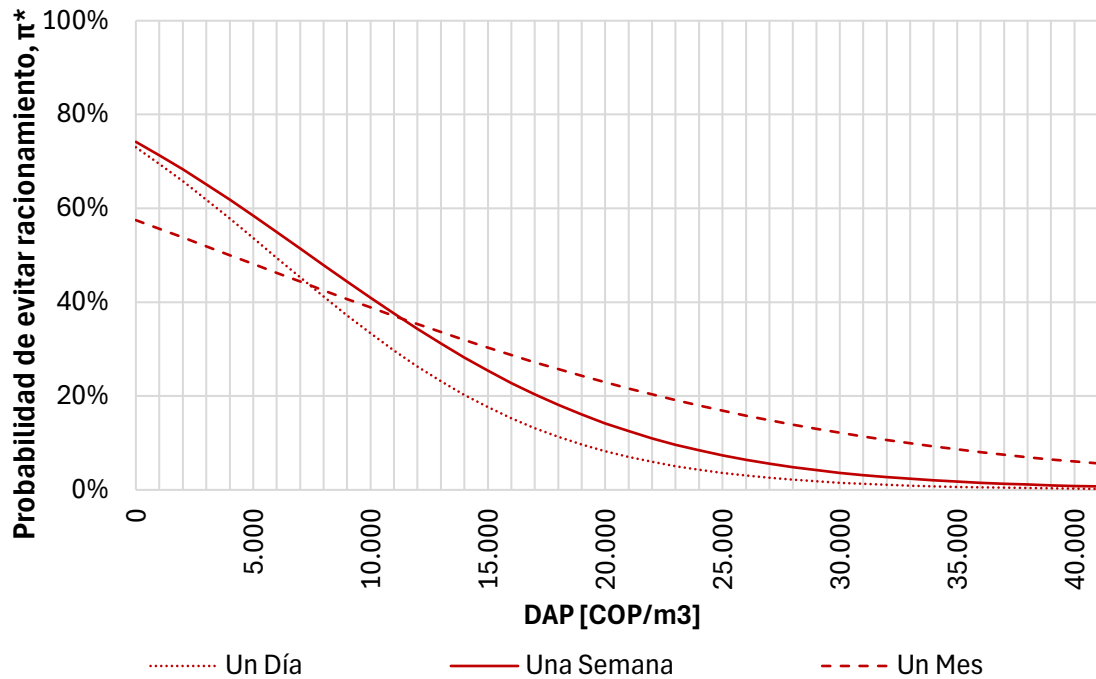
La Gráfica 4-4 compara estos valores a escala nacional para las duraciones de un día, una semana y un mes, que, si bien tienen una relación inversa y una indisposición a pagar por evitar el racionamiento del orden de 1/3 de los usuarios para los tres casos, no se muestra una relación transitiva entre éstas.

El costo medio de racionamiento (el correspondiente al área bajo la línea roja) para este sector se estima en 2869 COP/m³, no obstante, se tienen diferencias respecto de este valor para las diferentes regiones (ver Tabla 4-2).



Gráfica 4-3: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, para el sector industrial y escala regional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.



Gráfica 4-4: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) para tres duraciones, sector industrial y escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

Factor de Participación	37,4%	35,4%	4,8%	0,3%	8,3%	2,4%	10,8%	0,6%	100,0%
-------------------------	-------	-------	------	------	------	------	-------	------	--------

[COP/m ³]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Costo de Interrupción	Día	1.037	615	614	736	575	672	612	610	771
	Semana	1.249	716	712	961	1.075	733	713	710	946
	Mes	1.066	1.123	1.317	1.306	1.562	189	1.123	1.314	1.126

Costo de Interrupción Representativo*	1.051	869	966	1.021	1.069	430	867	962	949
Tarifa Muestra	1.967	1.854	2.984	2.418	1.523	3.125	1.356	5.237	1.921
Costo de Racionamiento	3.018	2.723	3.950	3.440	2.592	3.555	2.223	6.199	2.869

* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes

Tabla 4-2: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector industrial, según su duración y región.

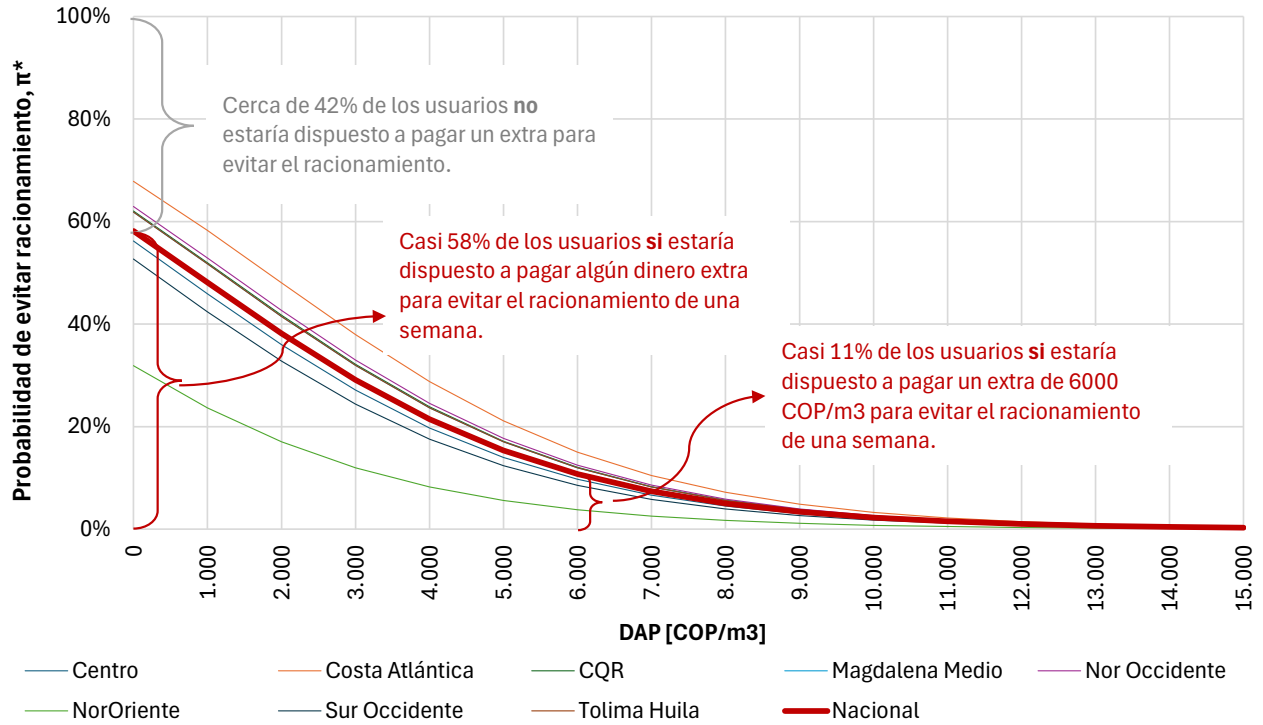
Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

4.3. Sector Terciario

A continuación, la Gráfica 4-5 presenta para este sector la relación entre la Disposición a Pagar (DAP o valor del ticket para evitar racionamiento) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, a escala regional.

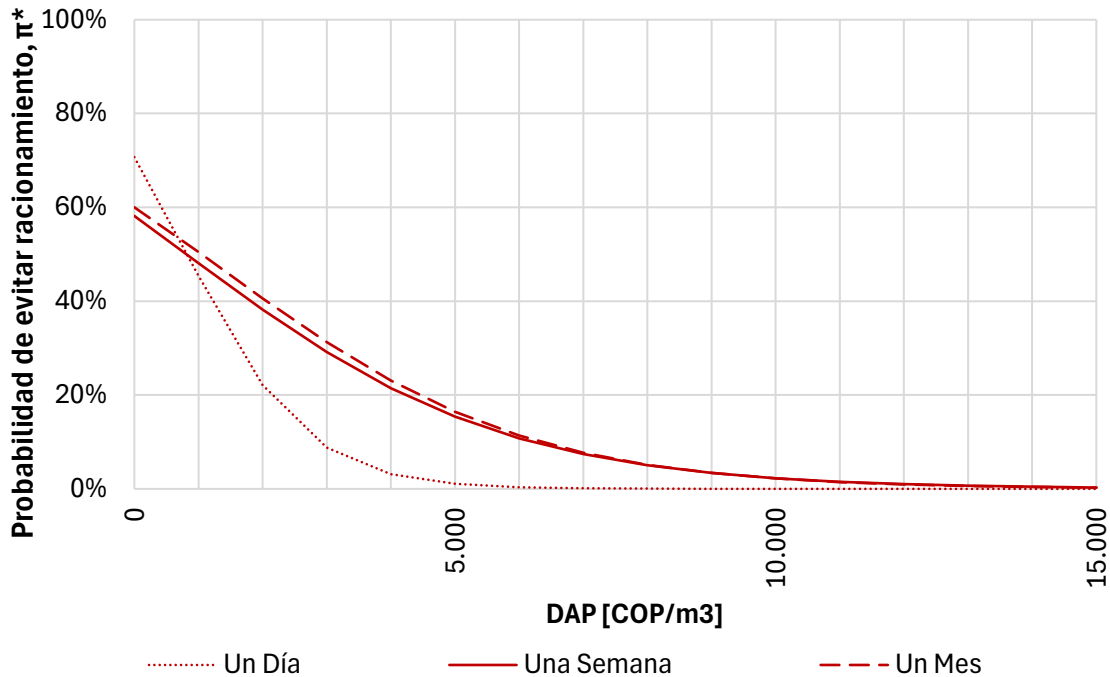
La Gráfica 4-6 compara estos valores a escala nacional para las duraciones de un día, una semana y un mes, que si bien tienen una relación inversa y una indisposición a pagar por evitar el racionamiento del orden de 1/3 de los usuarios para los tres casos, no se muestra una relación transitiva entre éstas.

El costo medio de racionamiento (el correspondiente al área bajo la línea roja) para este sector se estima en 4381 COP/m³, no obstante, se tienen diferencias respecto de este valor para las diferentes regiones (ver Tabla 4-3).



Gráfica 4-5: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, para el sector terciario y escala regional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.



Gráfica 4-6: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) para tres duraciones, sector terciario y escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

Factor de Participación	46,3%	11,3%	5,8%	0,8%	20,9%	4,0%	9,0%	1,9%	100,0%
-------------------------	-------	-------	------	------	-------	------	------	------	--------

[COP/m ³]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Costo de Interrupción	Día	1.012	1.472	1.133	1.263	1.416	529	1.028	1.263	1.145
	Semana	1.999	2.747	2.345	2.331	2.402	929	1.810	2.331	2.138
	Mes	2.364	375	3.107	3.332	2.884	1.004	2.200	3.332	2.250

Costo de Interrupción Representativo*	1.688	923	2.120	2.298	2.150	767	1.614	2.298	1.697
Tarifa	2.626	3.116	2.788	2.977	2.399	3.067	2.783	2.931	2.684
Costo de Racionamiento	4.314	4.040	4.908	5.275	4.549	3.834	4.397	5.229	4.381

* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes

Tabla 4-3: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector terciario, según su duración y región.

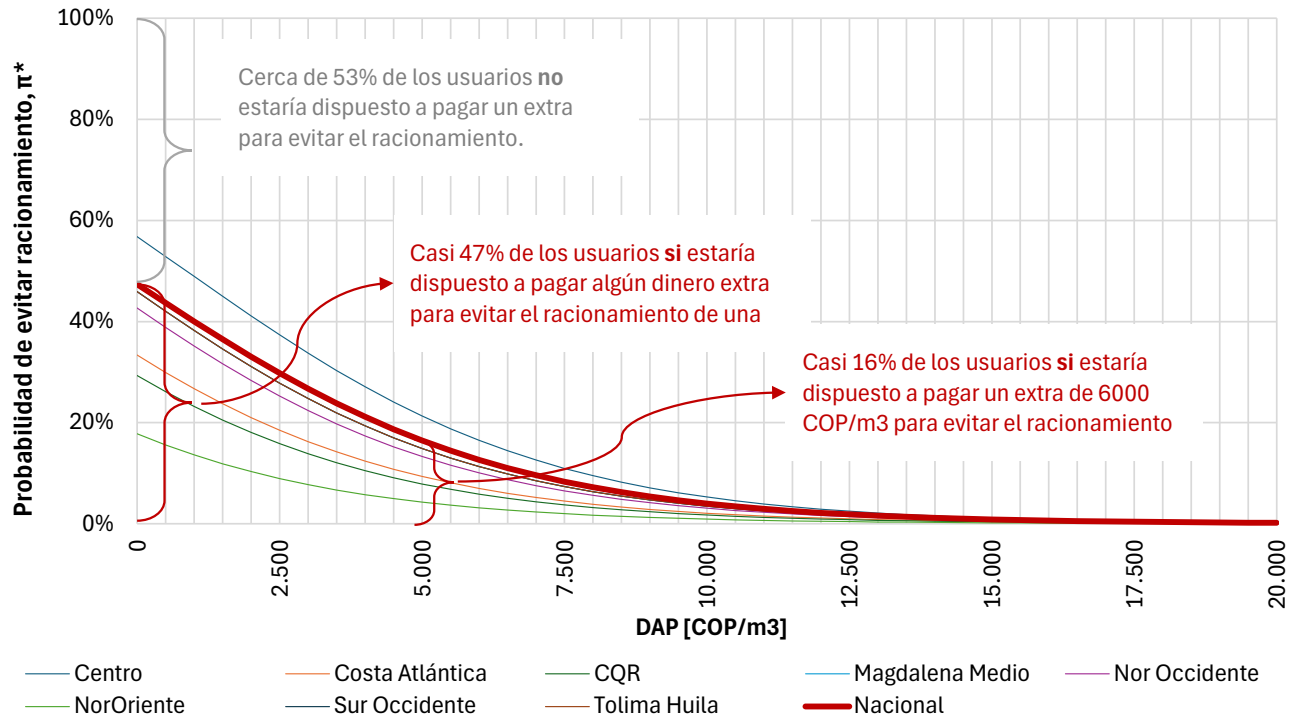
Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

4.4. Sector Vehicular

A continuación, la Gráfica 4-7 presenta para este sector la relación entre la Disposición a Pagar (DAP o valor del ticket para evitar racionamiento) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, a escala regional.

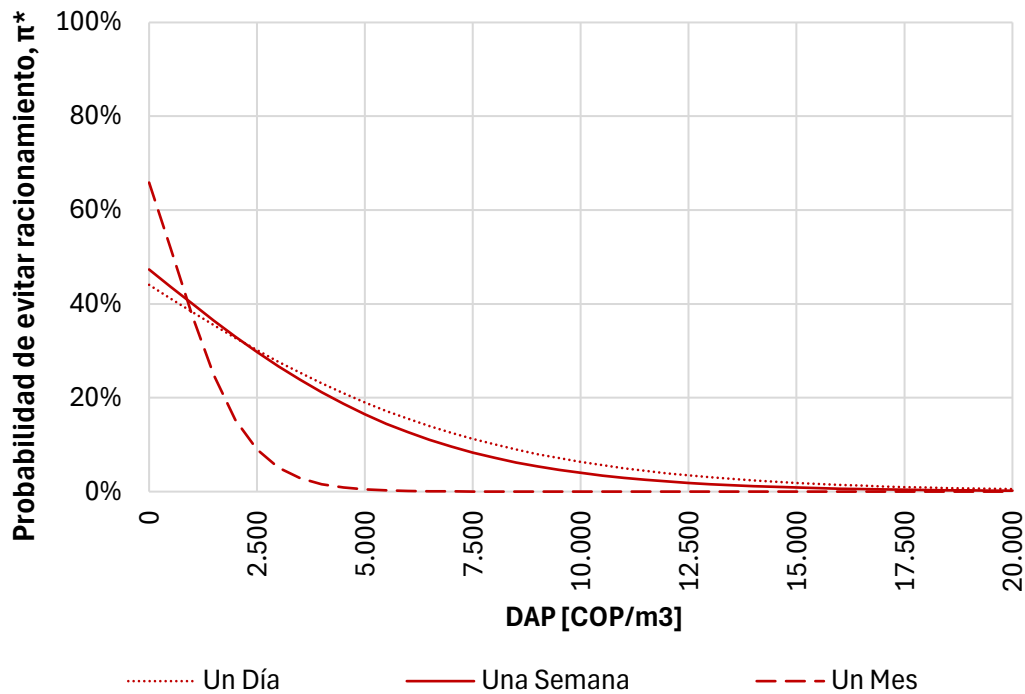
La Gráfica 4-8 compara estos valores a escala nacional para las duraciones de un día, una semana y un mes, que, si bien tienen una relación inversa y una indisposición a pagar por evitar el racionamiento del orden de $\frac{1}{2}$ de los usuarios para los tres casos, no se muestra una relación transitiva entre éstas.

El costo medio de racionamiento (el correspondiente al área bajo la línea roja) para este sector se estima en 4960 COP/m³, no obstante, se tienen diferencias respecto de este valor para las diferentes regiones (ver Tabla 4-4).



Gráfica 4-7: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, para el sector vehicular y escala regional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.



Gráfica 4-8: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) para tres duraciones, sector vehicular y escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

Factor de Participación	52,7%	15,8%	4,6%	2,4%	5,3%	4,9%	10,7%	3,7%	100,0%
-------------------------	-------	-------	------	------	------	------	-------	------	--------

[COP/m3]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdalena Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Costo de Interrupción	Día	2.733	1.118	1.238	2.186	5.618	705	2.186	2.186	2.373
	Semana	2.656	1.284	1.098	1.946	1.761	620	1.946	1.946	2.102
	Mes	1.041	682	527	965	1.007	270	965	965	909

Costo de Interrupción Representativo*	1.887	900	883	1.576	3.312	487	1.576	1.576	1.641
Tarifa Muestra	3.243	2.999	3.560	3.521	3.528	3.199	3.899	3.521	3.319
Costo de Racionamiento	5.130	3.899	4.443	5.096	6.840	3.686	5.475	5.096	4.960

* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes

Tabla 4-4: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector vehicular, según su duración y región.

Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

4.5. Sector TermoEléctrico

Para este sector se tiene que, si bien sus usuarios estiman los efectos del racionamiento de gas natural sobre su propia operación, tales efectos irían más allá, ya que tendrían efectos sobre la producción de energía eléctrica agregada del Sistema Interconectado Nacional - SIN, en particular sobre su precio. En el extremo de desabastecimiento de este combustible, se causaría limitación de generación eléctrica y potencialmente racionamiento de electricidad.

Por otra parte, si bien el país dispone de conexiones internacionales con la posibilidad de importar energía eléctrica, su capacidad de transporte y la limitada capacidad de generación de los países vecinos no consiente considerarlas una fuente confiable para asegurar al menos parcialmente el suministro eléctrico del país ¹⁶.

En la primera parte del estudio para este sector se considera el efecto directo de un desabastecimiento de gas natural sobre los usuarios de este sector y en la segunda parte

¹⁶ Ver documentos de Planes de Expansión de Transmisión, disponibles en <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-de-expansion-de-transmision/>.

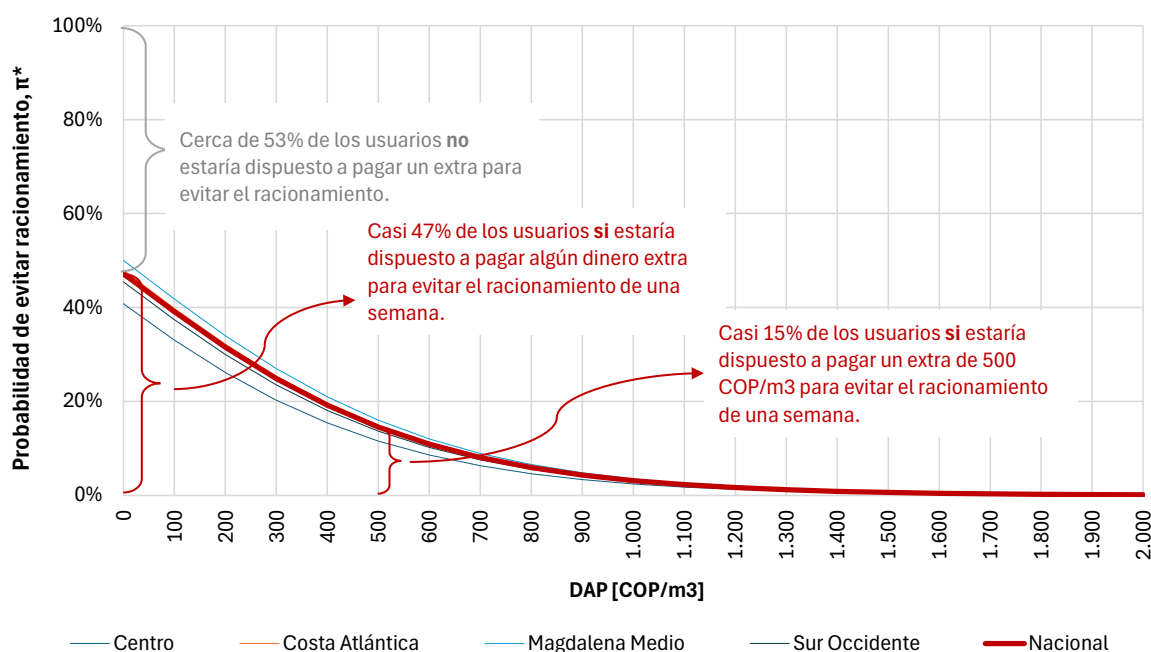
el efecto sobre el SIN, siendo ésta la definitiva para estimar el costo de racionamiento de este sector.

4.5.1. Costo de racionamiento para los usuarios sectoriales

A continuación, la Gráfica 4-9 presenta para este sector la relación entre la Disposición a Pagar (DAP o valor del ticket para evitar racionamiento) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, a escala regional.

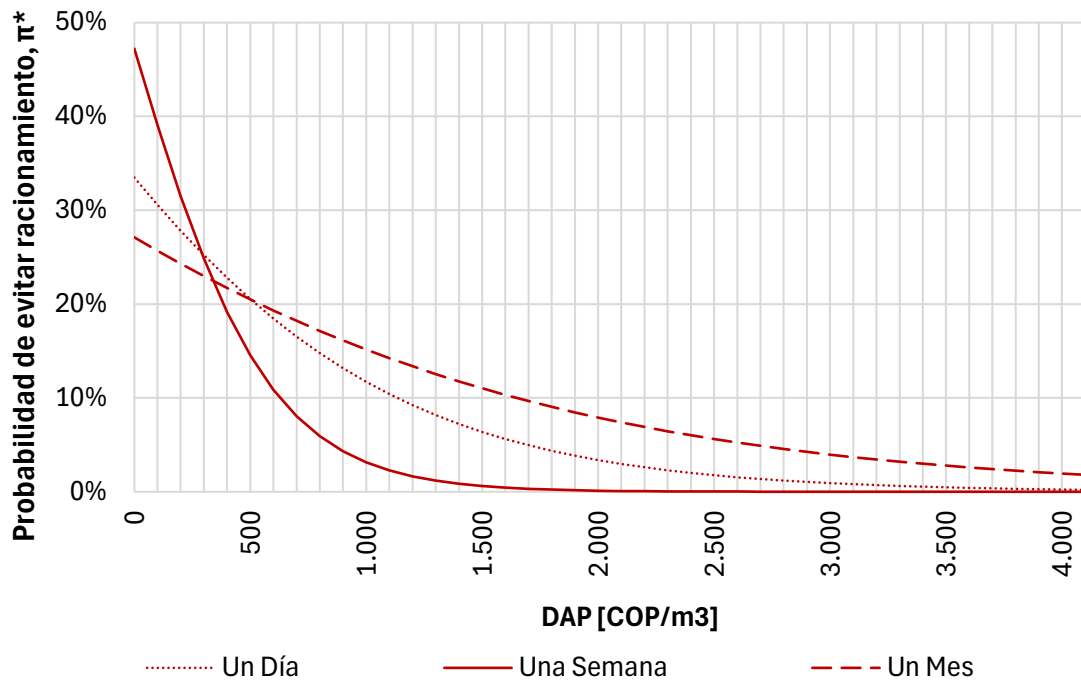
La Gráfica 4-10 compara estos valores a escala nacional para las duraciones de un día, una semana y un mes, que si bien tienen una relación inversa y una indisposición a pagar por evitar el racionamiento del orden de 1/3 de los usuarios para los tres casos, no se muestra una relación transitiva entre éstas.

El costo medio de racionamiento (el correspondiente al área bajo la línea roja) para este sector se estima en 2370 COP/m³, no obstante, se tienen diferencias respecto de este valor para las diferentes regiones (ver Tabla 4-5).



Gráfica 4-9: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) de duración una semana, para el sector termoeléctrico y escala regional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consortio MetGas 2025.



Gráfica 4-10: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento (π^*) para tres duraciones, sector termoelectrico y escala nacional.

Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consortio MetGas 2025.

Factor de Participación	10,3%	88,8%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	100,0%
-------------------------	-------	-------	------	------	------	------	------	------	--------

[COP/m³]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Costo de Interrupción	Día	259	311		331			293		305
	Semana	158	197		209			182		192
	Mes	371	438		463			415		429

Costo de Interrupción Representativo*	315	375		397			354		367
Tarifa	1.302	2.094	-	2.096	-	-	1.830	-	2.003
Costo de Racionamiento	1.617	2.468		2.493			2.184		2.370

* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes

Tabla 4-5: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector termoelectrico considerando efectos directos sobre sus usuarios, según su duración y región.

Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consortio MetGas 2025.

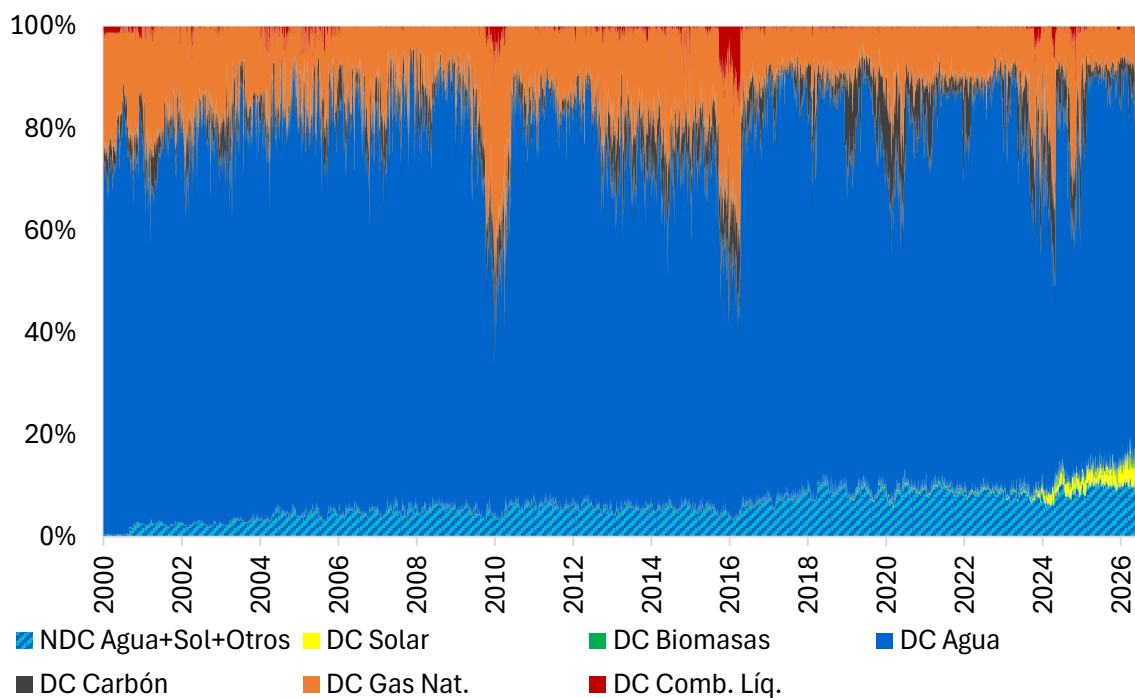
4.5.2. Costo de racionamiento asociado al SIN

En esta sección se considera que un racionamiento del gas natural en el sector termoeléctrico tendría efectos sobre la generación y precios del SIN, en el sentido de que obligaría el uso de recursos de generación más costosos, el uso de combustibles sustitutos y, en el extremo, causaría un racionamiento eléctrico.

Si bien los efectos de una reducción de la oferta de gas natural sobre el SIN dependen de muchas variables, una de las principales sería el flujo de los caudales afluentes al SIN en los que se daría tal reducción de oferta. Téngase en cuenta que bajo una situación de altos caudales afluentes al SIN y baja generación eléctrica con combustibles, un racionamiento de gas natural tendría efectos marginales. Por el contrario, bajo una situación de bajos caudales afluentes al SIN y alta generación eléctrica con combustibles, un racionamiento de gas natural tendría efectos significativos en cuanto podría exigir un uso intensivo de combustibles líquidos y en el extremo causar un racionamiento eléctrico.

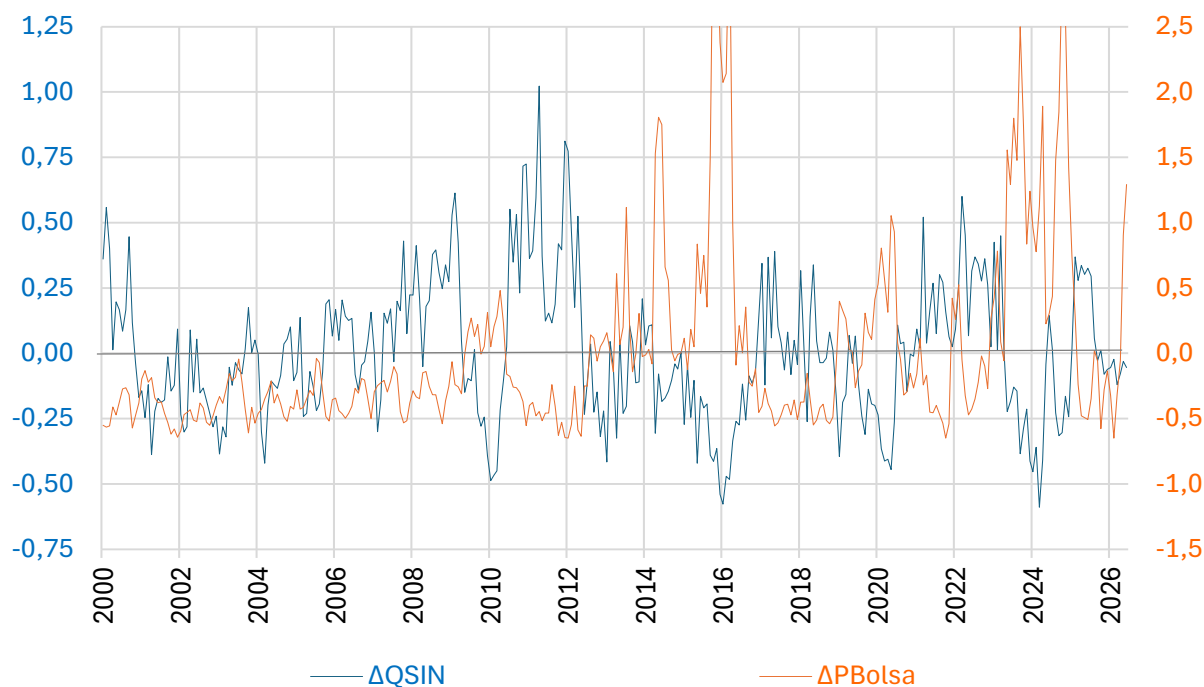
Para ilustrar esto, la Gráfica 4-11 presenta la participación de las fuentes primarias en la generación de energía eléctrica en el país. En ésta es particularmente notable como durante periodos bajos aportes hidrológicos (como los Fenómenos de El Niño 2009-10, 2015-16 y 2023-24), la generación con combustibles fósiles se incrementa a tal grado que se requiere consumir combustibles líquidos.

En consecuencia, con esta situación de bajos aportes hidrológicos en los periodos mencionados, el precio de bolsa aumenta en razón a una mayor valoración del agua como fuente de generación y al mayor uso de combustibles fósiles (ver Gráfica 4-12).



Gráfica 4-11: Participación de las fuentes primarias de generación de energía eléctrica

NDC: No Despachado Centralmente; DC: Despachado Centralmente. Fuente: UPME, a partir de información XM.



Gráfica 4-12: Comparación de variaciones estacionales del precio de bolsa de energía eléctrica en relación con cambios en los aportes hidrológicos al SIN.

Fuente: UPME, a partir de información XM.

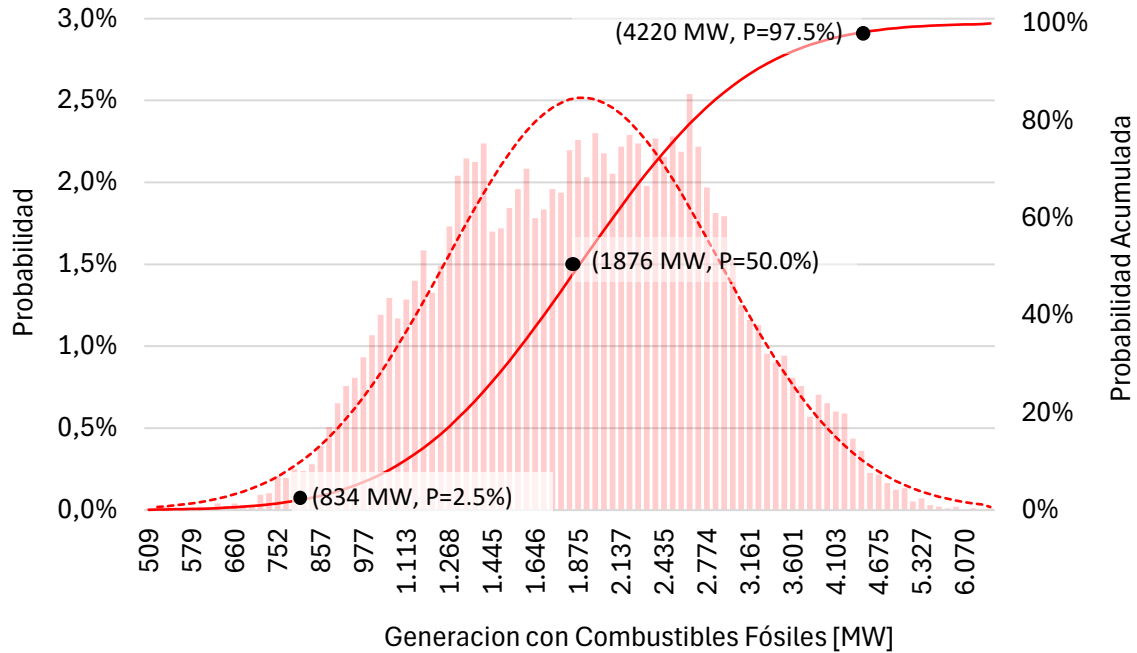
4.5.2.1 Curvas de oferta de generación

A partir de la información histórica con resolución diaria entre Ene.2000 – Jun.26¹⁷ se elabora el histograma de generación con combustibles fósiles (como complemento de la generación con fuentes renovables). De una distribución Log Normal que se asume, se estiman los percentiles 2,5%, 50,0% y 97,5% como referencias de generación con fuentes fósiles correspondientes a 834, 1876 y 4220 MW, según se presenta en la Gráfica 4-13 (a).

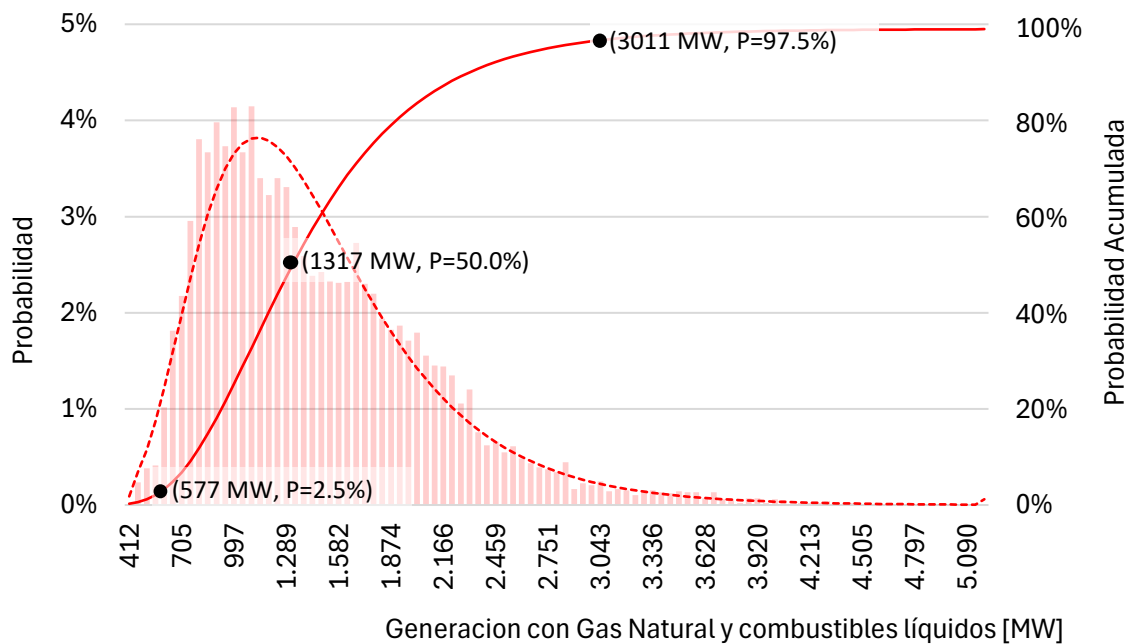
De igual manera se elabora el histograma de generación con gas natural (y combustibles líquidos como sustituto). De una distribución Log Normal que se asume, se estiman los percentiles 2,5%, 50,0% y 97,5% como referencias de generación correspondientes a 577, 1317 y 3011 MW, según se presenta en la Gráfica 4-13 (b).

Téngase en cuenta que se asume que el percentil 2,5% de generación con combustibles correspondería a aportes hidrológicos altos al SIN; el percentil 50% correspondería a aportes hidrológicos medios; y el percentil 97.5% correspondería a aportes hidrológicos bajos.

¹⁷ Datos históricos de generación eléctrica, precios de oferta por central y precios de bolsa del SIN, disponibles en <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>.



(a) Con combustibles fósiles: carbón mineral, gas natural y combustibles líquidos



(b) Con gas natural y combustibles líquidos

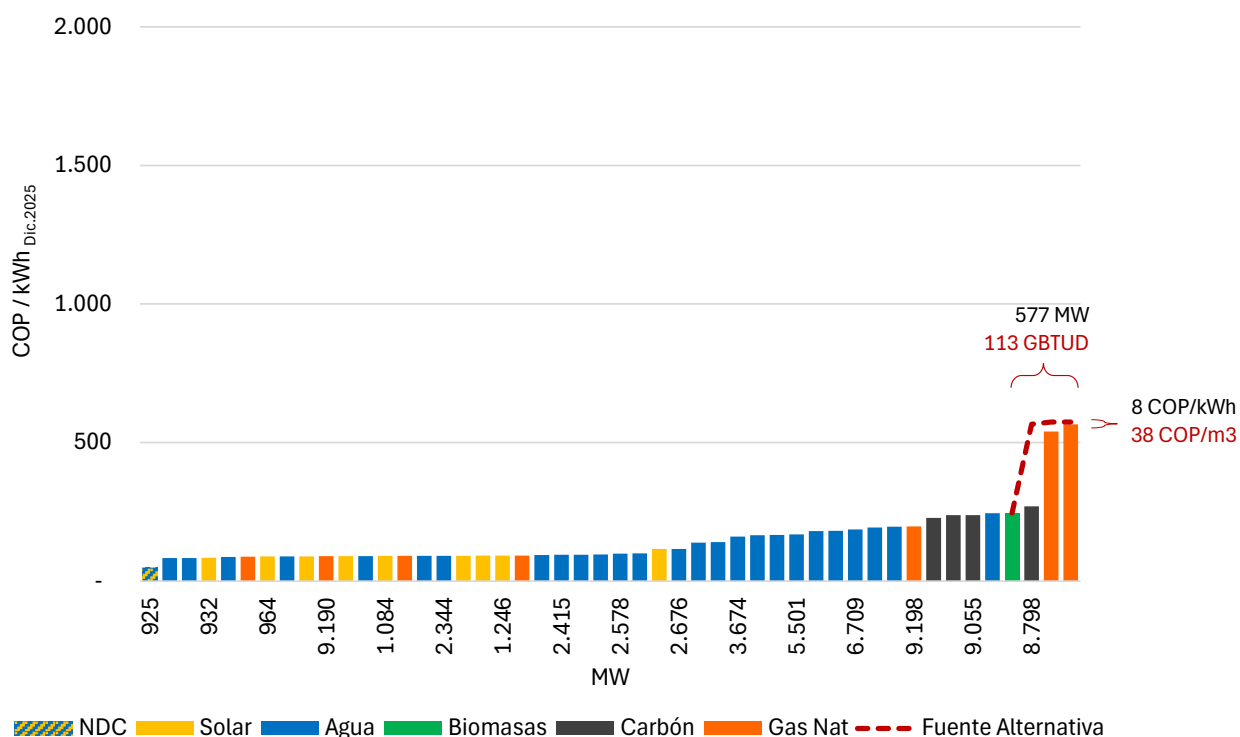
Gráfica 4-13: Histograma con la participación de la generación del SIN con combustibles respecto del agregado

Fuente: UPME, a partir de información XM.

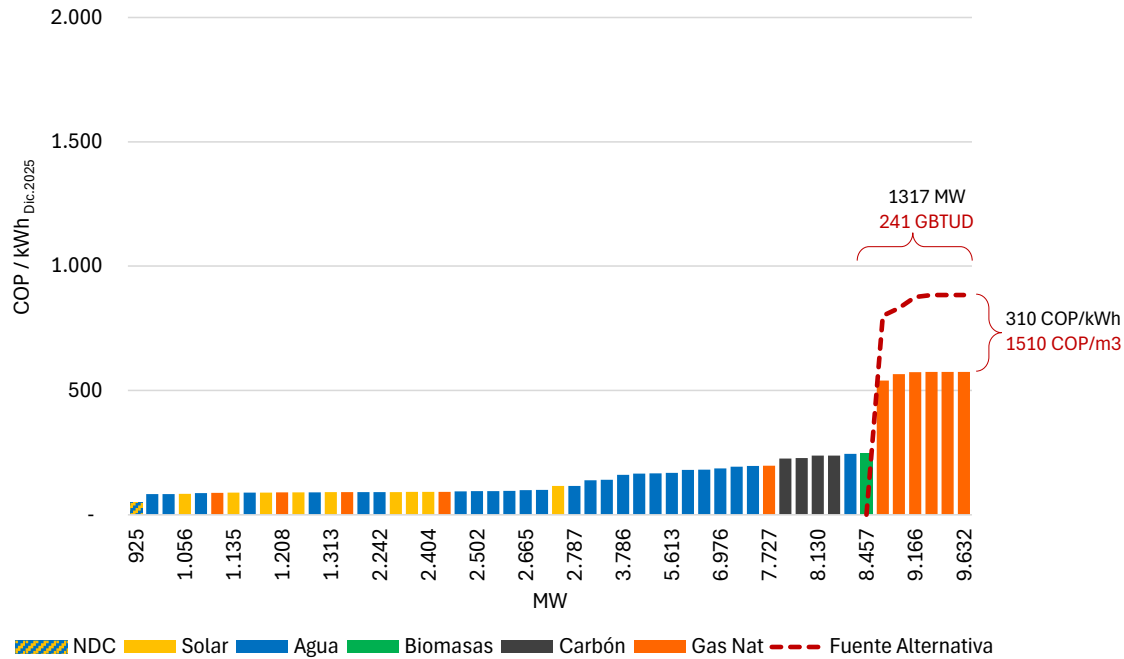
Con la misma información histórica mencionada y para cada una de estas tres condiciones se determina una curva de oferta de generación eléctrica del SIN. Para cada una se

determina el incremento del costo marginal en caso de un racionamiento de gas natural igual a su consumo total de este combustible.

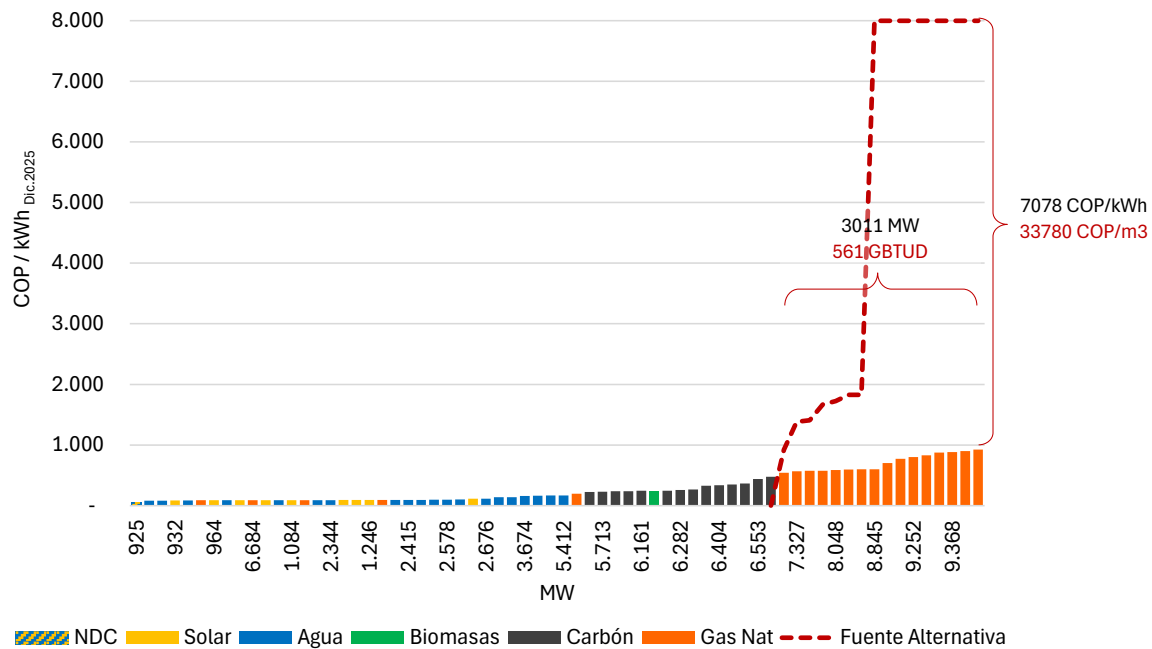
En el escenario de aportes hidrológicos altos al SIN, Gráfica 4-14 (a), se tiene en una baja generación eléctrica con gas natural (577 MW) y consumo de este combustible (113 GBTU), por lo que racionarlo tendría un mínimo efecto sobre el costo marginal de generación del SIN con un incremento de apenas 8 COP/kWh.



(a) Aportes hidrológicos altos



(b) Aportes hidrológicos medios



(c) Aportes hidrológicos bajos

Gráfica 4-14: Curvas de oferta características de generación eléctrica del SIN, según aportes hidrológicos

Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información XM.

En el escenario de aportes hidrológicos medios al SIN, Gráfica 4-14 (b), se tiene en una mayor generación eléctrica con gas natural respecto del caso anterior (1317 MW) y mayor consumo de este combustible (241 GBTU), por lo que racionarlo tendría un mayor efecto sobre el costo marginal de generación del SIN con un incremento de 310 COP/kWh.

En el escenario de aportes hidrológicos bajos al SIN, Gráfica 4-14 (c), se tiene en la mayor generación eléctrica con gas natural (3011 MW) y el mayor consumo de este combustible (561 GBTU), por lo que racionarlo tendría un mayor efecto sobre el costo marginal de generación del SIN con un incremento de 7078 COP/kWh. En este caso de bajos aportes hidrológicos, suspender el suministro de gas natural implicaría racionamiento de electricidad¹⁸ por lo que el sobre costo sobre los usuarios del SIN correspondería al costo de racionamiento de energía eléctrica, estimado en 1942 COP/kWh¹⁹.

4.5.2.2 Efectos del racionamiento de gas natural sobre el SIN

Para cada uno de los escenarios hidrológicos, la Tabla 4-6 presenta el incremento en el costo de la electricidad sobre los usuarios del SIN. Así mismo, considerando el Heat Rate del SIN (factor de producción de energía eléctrica con combustibles) se convierte tal sobre costo a su correspondiente valor en unidades de gas natural. Se asume como representativo de los tres escenarios hidrológicos el promedio ponderado por el factor que se muestra en la misma tabla.

Como resultado final se tiene que el costo esperado de interrumpir el suministro de gas natural en el sector eléctrico se estima en 1959 COP/m³ (Dic. 2025), magnitud asociada al sobre costo que tendría para los usuarios del servicio de energía eléctrica no disponer de este combustible.

¹⁸ Según información sectorial, a la fecha el país dispone de una capacidad de generación con combustibles líquidos de 1595 MW. Ver <https://paratec.xm.com.co/reportes/planta-termica>.

¹⁹ Se asume el costo de racionamiento para el primer nivel (CRO3) en diciembre de 2025 de 8.000 COP/kWh, el cual corresponde a un nivel de racionamiento eléctrico de 10%, semejante al que se causaría con el desabastecimiento de gas natural considerado en el escenario de bajos aportes hidrológicos. Disponible en: https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/costo-incremental-operativo-de-rationamiento-cro/#elementor-toc_heading-anchor-2.

		Hidrología			
		Alta	Media	Baja	Representativa
Factor de Ponderación		10,0%	80,0%	10,0%	100%
Potencia Eléctrica Racionada y Generada con Gas Nat. [MW]		577	1.317	3.011	1.413
Incremento del Costo sobre Usuarios del SIN [COP/kWh]		8,3	310	7.078	957
Heat Rate SIN*	[MBTU/MWh]	8,1	7,7	7,8	7,75
	[GBTUD/MW]	0,20	0,18	0,19	0,19
	[m3/kWh]	0,22	0,21	0,21	0,21
Flujo Racionado de Gas Nat. [GBTUD]		113	243	561	262
Costo de Interrupción del Servicio de Gas Natural sobre el SIN [COP/m3]		38	1.493	33.780	4.576

* Correspondiente a las centrales de gas natural /combustibles líquidos operando.

Tabla 4-6: Incrementos en el costo de la energía eléctrica del SIN y su equivalente en el costo del combustible primario de generación, según aportes hidrológicos.

Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información de XM.

La Tabla 4-7 presenta el costo de racionamiento de gas natural del sector termoelectrico a partir de los efectos sobre el SIN, como la suma del costo de interrupción antes establecido y la tarifa del servicio de gas natural para sus generadores. Ésta se determina como la representativa del sector.

	Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Tarifa	1.302	2.094		2.096			1.830		2.003
Costo de Interrupción del Servicio de Gas Natural sobre el SIN	4.576	4.576		4.576			4.576		4.576
Costo de Racionamiento	5.879	6.670		6.673			6.406		6.559

Tabla 4-7: Magnitudes de costos de racionamiento para el sector termoelectrico considerando efectos sobre el SIN, según su duración y región

Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información de XM.

4.6. Sector Petrolero

Para este sector se tiene que, si bien sus usuarios estiman los efectos del racionamiento de gas natural sobre su propia operación, tales efectos irían más allá, ya que tendrían efectos sobre la producción de combustibles líquidos derivados en las refinerías, limitando su oferta. Así, teniendo en cuenta que en un país que ha sido mayoritariamente autosuficiente en combustibles líquidos, se tiene una capacidad de almacenamiento concerniente a la operación y comercialización de tales combustibles estimada en días.

Por otra parte, la capacidad de importación e internalización de combustibles es limitada y hoy enfocada en la cubrir los faltantes de gasolina. Importar mayores cantidades de éste y otros combustibles exigirían la construcción de nueva infraestructura portuaria, de almacenamiento y transporte ²⁰.

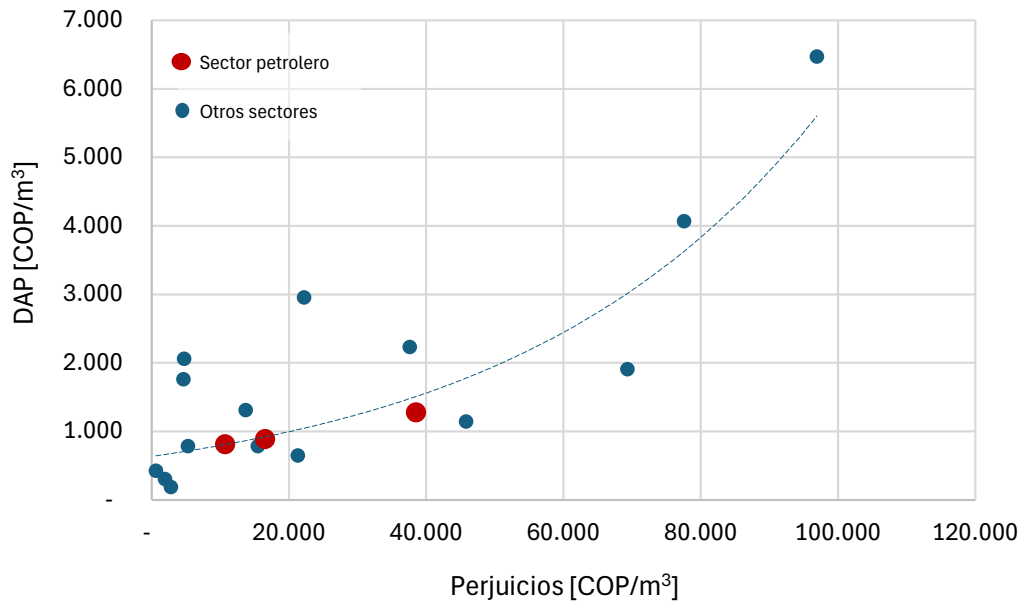
En la primera parte del estudio para este sector se considera el efecto directo de un desabastecimiento de gas natural sobre los usuarios de este sector y en la segunda parte el efecto sobre la producción y abastecimiento de combustibles líquidos, siendo ambas incluidas para estimar el costo de racionamiento de este sector.

4.6.1. Costo de racionamiento para los usuarios sectoriales

Si bien no se dispone de información proveniente de las encuestas sobre la Disposición a Pagar (DAP) en este sector, si se cuenta con datos sobre los perjuicios ocasionados por el desabastecimiento de gas natural en este sector, al igual que en los demás sectores que hicieron parte de este estudio.

Para estimar la DAP de este sector se determina la correlación estadística entre los perjuicios por unidad de volumen y las DAP para los demás sectores de consumo, a escala nacional y regional, y para las tres duraciones de racionamiento. A partir de esta correlación se determina para el sector petrolero la DAP usando sus propios perjuicios reportados (ver Gráfica 4-15).

²⁰ Ver documentos de planes indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos (PIACL) disponibles en: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/piacl/>



Gráfica 4-15: Relación entre la Disposición a Pagar (DAP) y la probabilidad de evitar el racionamiento y los perjuicios para el sector petrolero y demás sectores a nivel nacional
Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

La Disposición a Pagar por evitar el racionamiento se estima como el Costo de Interrupción que tendría el desabastecimiento de gas natural, de manera que al adicionarse a la tarifa comercial se estima el costo de racionamiento para este sector (ver Tabla 4-8).

Factor de Ponderación		14,1%	32,2%		53,7%					100,0%	43,5%	10,2%
[COP/m3]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional	Magdalena Medio	
											Refinería Barrancab.	Teca y Nare
Costo de Interrupción	Día	520,4	1.440,1		1.374,5					1.275,0	1.655,3	178,2
	Semana	843,0	877,2		907,4					888,6	1.052,7	288,6
	Mes	1.192,0	692,4		781,1					810,3	870,2	401,4
Costo de Interrupción Representativo*		856	1.066		1.078					1.043	1.263	290
Tarifa Comercial		1.967	1.854		2.418					2.173	2.418	2.418
Costo de Racionamiento directo sobre los Usuarios		2.823	2.920		3.496					3.216	3.681	2.708

Tabla 4-8: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural para el sector petrolero considerando efectos directos sobre sus usuarios.
Costos con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.

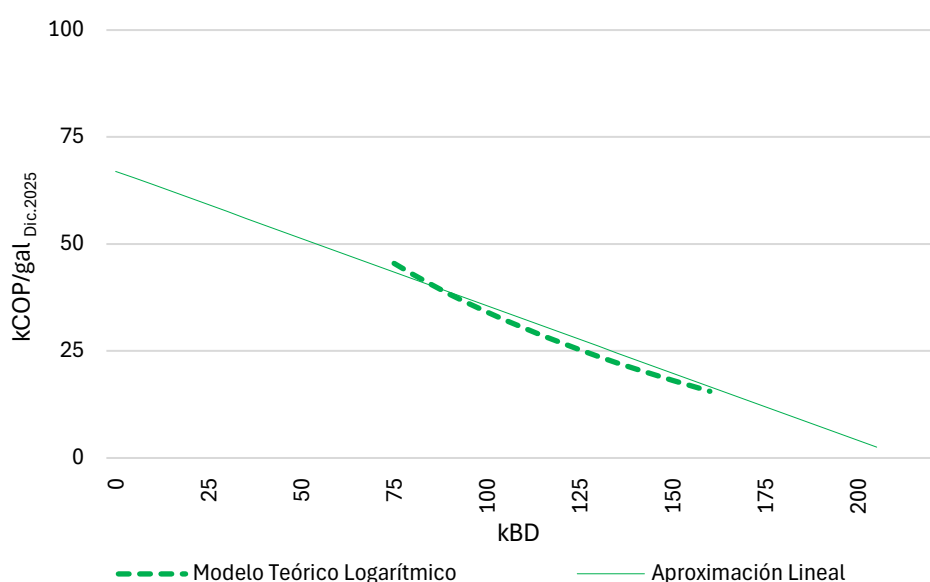
4.6.2. Costo de racionamiento asociado al déficit de combustibles líquidos

En esta sección se considera que un racionamiento del gas natural en el sector petrolero tendría efectos sobre la producción y por tanto oferta de combustibles líquidos, en el sentido de que implicaría el riesgo de su desabastecimiento. Para cuantificar tales efectos se estima el costo de racionamiento de los principales combustibles producidos en las refinerías del país, el cual al ponderarse por el factor de producción de las refinerías del país (cociente demanda de gas natural sobre producción de combustibles) determinaría el costo de racionamiento de gas natural asociado al desabastecimiento de combustibles líquidos.

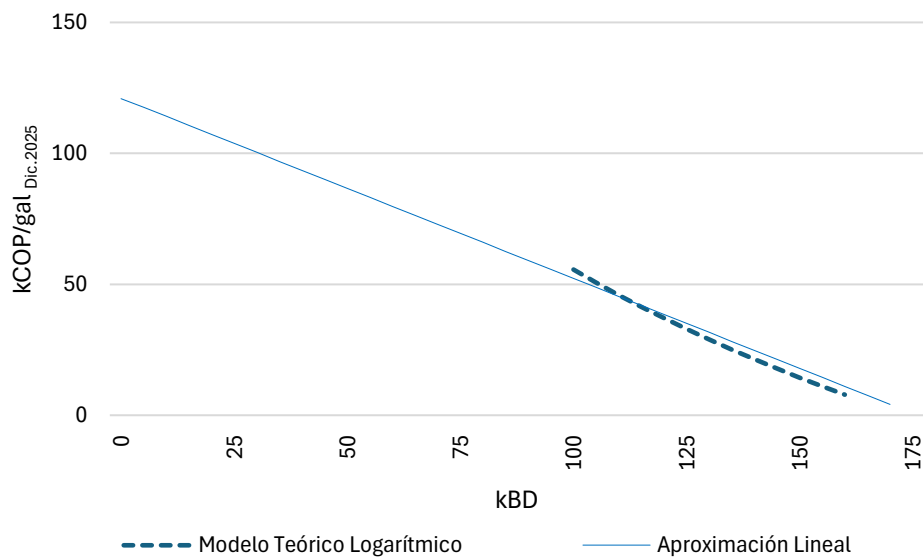
4.6.2.1 Curvas de demanda de los combustibles líquidos

A partir del modelo teórico logarítmico establecido se estima la curva de demanda para la gasolina corriente (GMC), el combustible diésel o ACPM (DO), el Gas Licuado de Petróleo (GLP) y el combustible Jet (JF), que son los combustibles de mayor demanda en el país, y producidos desde las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

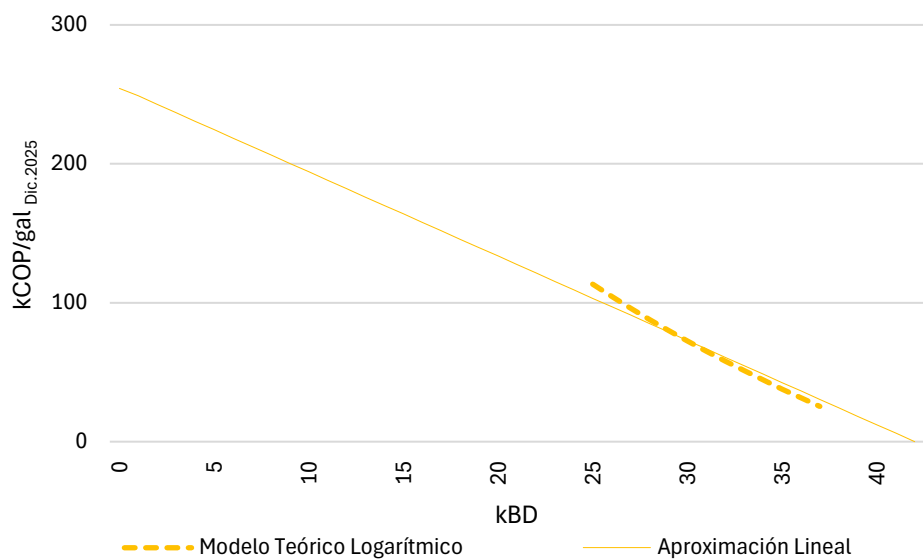
Teniendo en cuenta que estas curvas de oferta se estiman mediante el modelo teórico con datos de demandas históricas desde el año 2010 y posteriores, su alcance se expande a solo el rango de demanda a través de una aproximación lineal (Gráfica 4-16).



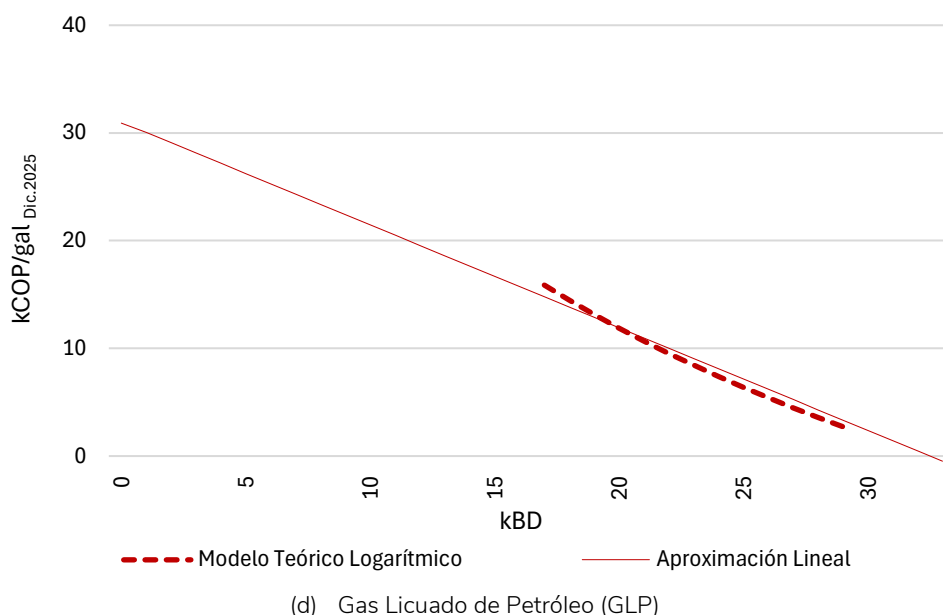
(a) Gasolina Corriente - GMC



(b) Combustible Diésel (ACPM) - DO



(c) Combustible Jet (JF)



Gráfica 4-16: Curva de demanda de los principales combustibles líquidos del país

Fuente: UPME, a partir de información SICOM y SUI-SSPD

4.6.2.2 Costo de racionamiento de los combustibles líquidos y del gas natural asociado

En el Anexo 4 se estableció que el costo medio de racionamiento corresponde al área bajo la curva de demanda entre la demanda actual y la demanda igual a cero. Para el agregado de los combustibles líquidos producidos en el país, el costo de racionamiento de estos se estima en 71.003 COP/gal, no obstante, se tienen diferencias significativas entre los valores para cada uno de los cuatro combustibles incluidos (ver Tabla 4-9).

Aplicando el factor de producción de las refinerías del país (cociente demanda de gas natural sobre producción de combustibles) se determinaría el costo de racionamiento de gas natural asociado al desabastecimiento de combustibles líquidos, el cual se estima en 191.899 COP/m³. Este valor sería un indicador de lo que costaría al país un racionamiento de combustibles líquidos consecuencia del desabastecimiento de gas natural en las refinerías.

		DO	GMC	JF	GLP	Agregado
Combustibles	Producción de Refinerías [kBD]	140	90	40	7,4	277,4
	Factor de Ponderación	52,3%	30,6%	15,3%	1,8%	100,0%
	Tarifa	11.019	15.589	16.073	7.884	13.134
	Costo Interrupción	55.685	27.436	129.773	27.105	57.868
	Costo de Racionamiento	66.704	43.025	145.846	34.988	71.003
Refinación	Consumo de Gas Natural para Refinación [GBTUD]					160
	Factor de Producción Refinación [GBTUD/kBD]					0,58
	Factor de Producción Refinación [m3/gal]					0,37
Gas Natural	Costo de Racionamiento de Gas Natural Asociado al Desabastecimiento de Combustibles [COP/m3]					191.899

Tabla 4-9: Magnitudes de costos de racionamiento de combustibles líquidos y gas natural asociado para el sector petrolero asociados al desabastecimiento de combustibles líquidos.

Precios con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que no necesariamente la pérdida de suministro de gas natural en las refinerías implica un inmediato racionamiento de combustibles líquidos, en razón a que se dispone de alguna capacidad de almacenamiento operativo y comercial del orden de días de suministro que en el corto plazo aseguraría el suministro. Complementariamente, se tiene en el mediano plazo la posibilidad de importar combustibles, dentro de las limitaciones de infraestructura portuaria, de almacenamiento y transporte del país.

Debido a lo anterior, se considera para este sector un valor mínimo de costo de racionamiento de gas natural relacionado al efecto directo sobre sus usuarios, y un valor máximo relacionado con un racionamiento de combustibles consecuencia del desabastecimiento de gas natural. En la Tabla 4-10 se presentan tales magnitudes y adicionalmente se desagregan en el caso de la región Magdalena Medio para las dos principales actividades petrolera que la componen.

Factor de Ponderación		14,1%	32,2%		53,7%					100,0%	43,5%	10,2%
[COP/m3]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional	Magdalena Medio	
											Refinería Barrancab.	Teca y Nare
Costo de Interrupción	Día	520,4	1.440,1		1.374,5					1.275,0	1.655,3	178,2
	Semana	843,0	877,2		907,4					888,6	1.052,7	288,6
	Mes	1.192,0	692,4		781,1					810,3	870,2	401,4
Costo de Interrupción Representativo*		856	1.066		1.078					1.043	1.263	290
Tarifa Comercial		1.967	1.854		2.418					2.173	2.418	2.418
Costo de Racionamiento directo sobre los Usuarios		2.823	2.920		3.496					3.216	3.681	2.708
* Se asume el promedio de los costos de interrupción de día y mes												
Cost Racion. Usuarios		2.823	2.920		3.496					3.216	3.681	2.708
Costo Racionamiento Asociado a los Combustibles Líquidos			191.899		155.411					191.899	191.899	-
Costo Racionamiento de Gas Natural del Sector Petrolero	Mínimo	2.823	2.920		3.496					3.216	3.681	2.708
	Máximo	2.823	193.753		157.829					147.503	194.317	2.708

Tabla 4-10: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural asociados a los efectos directos sobre los usuarios y al desabastecimiento de combustibles líquidos.

Precios con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consorcio MetGas 2025, Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD

4.7. Comparación sectorial

De los resultados expuestos a lo largo de este capítulo, la Tabla 4-11 compara los resultados sectoriales de costos de racionamiento de gas natural. Téngase en cuenta que para el sector petrolero en las regiones de Costa Atlántica y Magdalena Medio donde se ubican las refinerías, se tienen una magnitud mínima de costos de racionamiento relacionada con que no se cause desabastecimiento de combustibles líquidos y otra máxima relacionada con que si se cause desabastecimiento de combustibles líquidos.

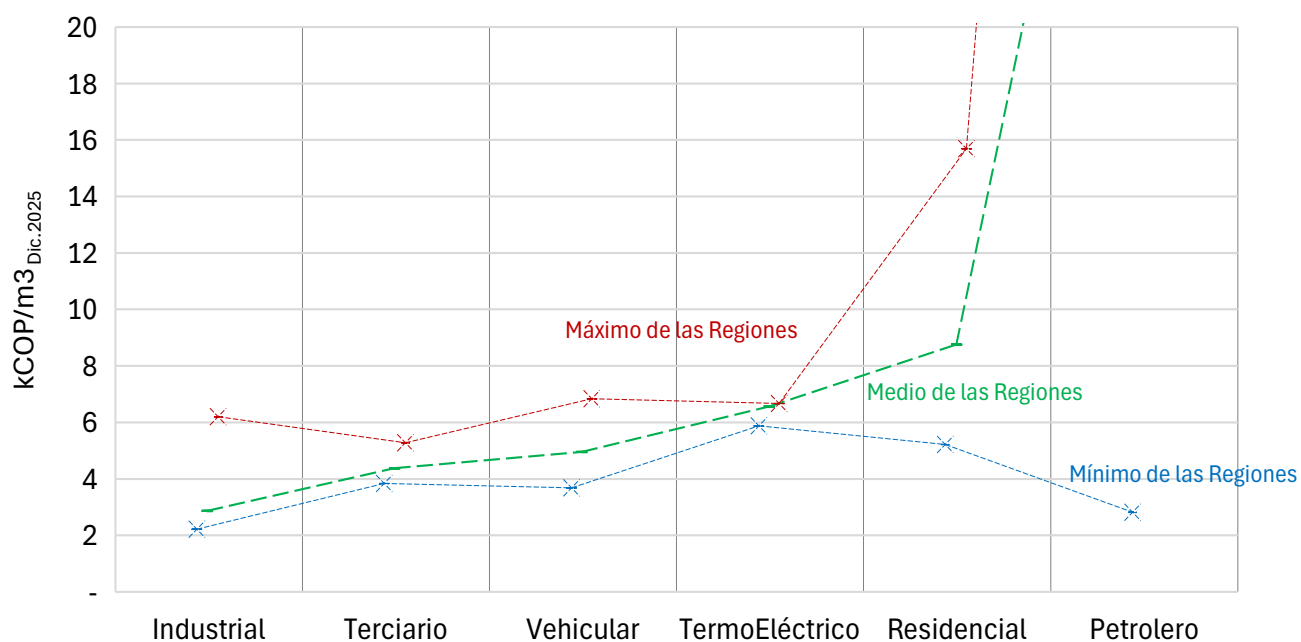
Complementariamente, la Gráfica 4-17 presenta para cada uno de los sectores de consumo la banda de valores de costos de racionamiento de las regiones.

[COP/m ³]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Residencial	Tarifa	2.647	3.241	3.092	3.022	2.806	3.413	5.431	5.345	3.285
	Cost o Racionamiento	9.631	7.445	5.221	5.444	5.488	6.085	15.695	12.823	8.752
Industrial	Tarifa	1.967	1.854	2.984	2.418	1.523	3.125	1.356	5.237	1.921
	Cost o Racionamiento	3.018	2.723	3.950	3.440	2.592	3.555	2.223	6.199	2.869
Terciario	Tarifa	2.626	3.116	2.788	2.977	2.399	3.067	2.783	2.931	2.684
	Cost o Racionamiento	4.314	4.040	4.908	5.275	4.549	3.834	4.397	5.229	4.381
Vehicular	Tarifa	3.243	2.999	3.560	3.521	3.528	3.199	3.899	3.521	3.319
	Cost o Racionamiento	5.130	3.899	4.443	5.096	6.840	3.686	5.475	5.096	4.960
Termo Eléctrico	Tarifa	1.302	2.094		2.096			1.830		2.003
	Cost Racion. Total	5.879	6.670		6.673			6.406		6.559
Petrolero	Tarifa	1.967	1.854		2.418					2.173
	Costo Racion. Total	2.823	2.920		3.496					3.216
Compresores SNT*	Mínimo - Máximo		193.753		157.829					147.503
Compresores SNT*	Costo Racion. Total	9.631	7.445	5.221	6.673	6.840	6.085	15.695	12.823	8.752
	Mínimo - Máximo		193.753		157.829			15.695		147.503

* Compresores que afecten la región de consumo, independiente de su ubicación.

Tabla 4-11: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural sectoriales

Precios con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025, Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD



Gráfica 4-17: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural sectoriales

Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025, Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD

4.8. Comparación con otros energéticos

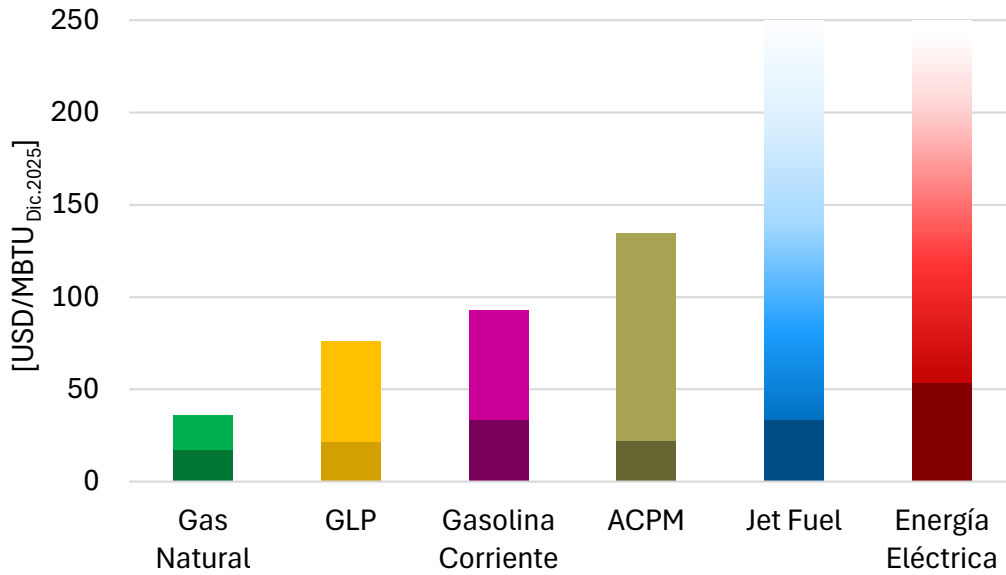
De los resultados expuestos a lo largo de este capítulo, la Tabla 4-12 compara los resultados de la tarifa y del costo de racionamiento de gas natural con la correspondiente de otros energéticos. En Gráfica 4-18 se puede ver una comparación visual de estos.

		[COP/m3]	[USD/MBTU]
Gas Natural	Tarifa	2.386	17,0
	Costo Racionamiento Mínimo	5.034	35,8
		[COP/gal]	[USD/MBTU]
Gasolina Corriente	Tarifa	15.589	33,7
	Costo Racionamiento	43.025	93,0
		[COP/gal]	[USD/MBTU]
ACPM	Tarifa	11.019	22,2
	Costo Racionamiento	66.704	134,3
		[COP/gal]	[USD/MBTU]
GLP	Tarifa	7.884	17,0
	Costo Racionamiento	34.988	75,6
		[COP/gal]	[USD/MBTU]
Jet Fuel	Tarifa	16.073	33,9
	Costo Racionamiento	145.846	307,8
		[COP/kWh]	[USD/MBTU]
Energía Eléctrica	Tarifa	696	53,8
	Costo Racionamiento (CRO3)	8.000	618,5

Tabla 4-12: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural respecto de otros energéticos.

Precios con referencia diciembre de 2025.

Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025, Ecopetrol, SICOM y SUI-SSPD



Gráfica 4-18: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural respecto de otros energéticos.

Precios con referencia diciembre de 2025.

Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025, Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La siguiente tabla expone de nuevo los costos de racionamiento obtenidos a escala sectorial y regional, los cuales pueden estimarse como indicadores de una valoración más allá del mercado del servicio de gas natural para los usuarios. La fuente de información para estos fue obtenida directamente de los usuarios del servicio mediante visitas técnicas donde se indagaba sobre el uso del gas natural y sus expectativas operativas frente a una potencial pérdida del servicio.

[COP/m ³]		Centro	Costa Atlántica	CQR	Magdal. Medio	NorOeste	NorEste	SurOeste	Tolima Huila	Nacional
Residencial	Tarifa	2.647	3.241	3.092	3.022	2.806	3.413	5.431	5.345	3.285
	Costo Racionamiento	9.631	7.445	5.221	5.444	5.488	6.085	15.695	12.823	8.752
Industrial	Tarifa	1.967	1.854	2.984	2.418	1.523	3.125	1.356	5.237	1.921
	Costo Racionamiento	3.018	2.723	3.950	3.440	2.592	3.555	2.223	6.199	2.869
Terciario	Tarifa	2.626	3.116	2.788	2.977	2.399	3.067	2.783	2.931	2.684
	Costo Racionamiento	4.314	4.040	4.908	5.275	4.549	3.834	4.397	5.229	4.381
Vehicular	Tarifa	3.243	2.999	3.560	3.521	3.528	3.199	3.899	3.521	3.319
	Costo Racionamiento	5.130	3.899	4.443	5.096	6.840	3.686	5.475	5.096	4.960
Termo Eléctrico	Tarifa	1.302	2.094		2.096			1.830		2.003
	Costo Racion. Total	5.879	6.670		6.673			6.406		6.559
Petrolero	Tarifa	1.967	1.854		2.418					2.173
	Costo Racion. Total	2.823	2.920		3.496					3.216
Compresores SNT*	Mínimo - Máximo		193.753		157.829					147.503
	Costo Racion. Total	9.631	7.445	5.221	6.673	6.840	6.085	15.695	12.823	8.752
	Mínimo - Máximo		193.753		157.829			15.695		147.503

* Compresores que afecten la región de consumo, independiente de su ubicación.

Tabla 4-11: Magnitudes de costos de racionamiento de gas natural sectoriales

Precios con referencia diciembre de 2025. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025, Gestor del Mercado de Gas Natural, SICOM y SUI-SSPD

Para su actualización en el corto plazo, considerando que realizar de nuevo este estudio solo podría hacerse en el largo plazo, se recomiendan dos fuentes de información: i)- El Índice de Precio al Consumidor (IPC) del servicio de gas natural ²¹, como referencia de incremento tarifario; ii)- Efectuar encuestas virtuales que capturen información de los usuarios sobre su valoración del servicio. En ambos casos se requeriría un análisis previo para asegurar su veracidad como referencias para actualizar los costos de racionamiento.

²¹ Disponible en:

<https://apps.dane.gov.co/pentaho/api/repos/%3Apublic%3AIPC%3AIPCV7.wcdf/generatedContent>

6. ANEXOS

Consulte los documentos complementarios del documento Costo racionamiento Gas Natural

1 Deducción del Costo de Racionamiento con la Función Logística  [Ver anexo](#)

2 Resultados estadísticos para la función logística que determina el costo de interrupción.  [Ver anexo](#)

3 Resultados Costo de Interrupción Sectorial Según Duración del Racionamiento.  [Ver anexo](#)

4 Modelo Económico de Costo de Racionamiento  [Ver anexo](#)

5 Curvas de Demanda de Gas Natural  [Ver anexo](#)

6 Munic DANE Nodos y Regiones UPME 2025  [Ver anexo](#)

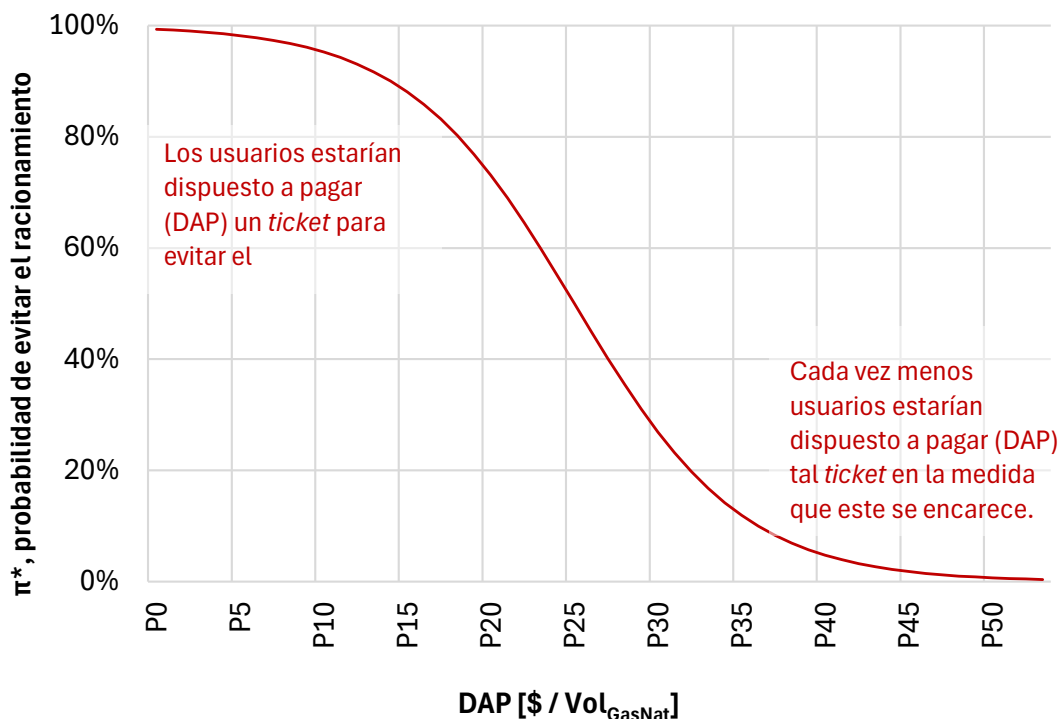
7 Datos Insumo Costos Racionamiento Gas Natural  [Ver anexo](#)

8 Form Encuesta Visita Técnica  [Ver anexo](#)

Anexo 1: Deducción del Costo de Racionamiento con la Función Logística

La probabilidad acumulada de evitar el racionamiento se definió en el numeral 2.2 como:

$$\pi_{\text{REG}}^* = \frac{1}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{\text{DAP}} \text{DAP} - \alpha_{\text{REG}}}}$$



Gráfica A- 1: Relación entre la disposición a pagar y la probabilidad de evitar el racionamiento en una función logística.

Fuente: UPME.

Donde para un sector y una región en particular, los coeficientes β_0 y β_{DAP} (una vez determinados) se mantienen fijos para diferentes Disposiciones a Pagar DAP. Recuérdese que la DAP corresponde al llamado “Ticket de No Racionamiento”.

El valor esperado del costo de interrupción (como valor medio y representativo de los costos de interrupción de los usuarios) se estima en función de la DAP que tenga cada uno de los usuarios, que para simplificar se nombra ahora como la variable X:

$$E(CI) = \int_0^{\infty} x \left(-\frac{d}{dx} \frac{1}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{DAP}x - \alpha_{REG}}} \right) dx$$

Que corresponde al área bajo la curva de la distribución de probabilidad (derivada de la probabilidad acumulada) de evitar el racionamiento:

De la integración por partes se tiene:

$$-x \frac{d}{dx} \frac{1}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{DAP}x - \alpha_{REG}}} = -\frac{d}{dx} \frac{x}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{DAP}x - \alpha_{REG}}} + \frac{1}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{DAP}x - \alpha_{REG}}}$$

La integral del primer término se anula en ambos límites:

$$E(CI) = \int_0^{\infty} \frac{1}{1 + e^{-\beta_0 - \beta_{DAP}x - \alpha_{REG}}} dx$$

$$E(CI) = \int_0^{\infty} \frac{e^{\beta_0 + \beta_{DAP}x + \alpha_{REG}}}{1 + e^{\beta_0 + \beta_{DAP}x + \alpha_{REG}}} dx$$

$$E(CR) = \frac{1}{\beta_{DAP}} \int_0^{\infty} \frac{1}{1 + e^{\beta_0 + \beta_{DAP}x + \alpha_{REG}}} \frac{d(e^{\beta_0 + \beta_{DAP}x + \alpha_{REG}} + 1)}{dx} dx$$

$$E(CI) = \frac{1}{\beta_{DAP}} \int_0^{\infty} \frac{d}{dx} \ln(e^{\beta_0 + \beta_{DAP}x + \alpha_{REG}} + 1) dx$$

Obteniéndose el costo de interrupción:

$$E(CI) = \frac{1}{\beta_{DAP}} (-\ln(e^{\beta_0 + \alpha_{REG}} + 1))$$

Así, para una región R en particular, el costo de interrupción sería:

$$CI_{REG} = \frac{1}{\beta_{DAP}} (-\ln(e^{\beta_0 + \alpha_{REG}} + 1))$$

Ecuación A- 1

Del Anexo 4 y Ecuación A- 8 se tiene que el costo medio y representativo de racionamiento para los usuarios de una región REG corresponde a la tarifa regional del servicio más el costo medio de interrupción regional:

$$CR_{REG} = Tarifa_{REG} - \frac{\ln(e^{\beta_0 + \alpha_{REG}} + 1)}{\beta_{DAP}}$$

Ecuación A- 2

Anexo 2: Resultados estadísticos para la función logística que determina el costo de interrupción. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consortio MetGas 2025.

Racionamiento Residencial Día							
Number of obs =		1344					
LR chi2(8) =		149.59					
Prob > chi2 =		0					
Log likelihood =		-721.8324	Pseudo R2 =	0.0939			
EvitaRacionamientoDía	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]		
DAPCONSUMO	-7.35E-05	1.10E-05	-6.66	0	-9.51E-05	-5.19E-05	
Centro	-0.0712629	0.1873879	-0.38	0.704	-0.4385364	0.2960106	
CostaAtlntica	-0.5060156	0.2410543	-2.1	0.036	-0.9784733	-0.0335579	
CQR	-1.250563	0.3940789	-3.17	0.002	-2.022943	-0.4781827	
MagdalenaMedio	-1.500251	0.5499084	-2.73	0.006	-2.578052	-0.4224505	
NorOccidente	-1.005043	0.2576653	-3.9	0	-1.510057	-0.5000282	
NorOriente	-1.853803	0.4194446	-4.42	0	-2.675899	-1.031706	
SurOccidente	0.5676292	0.2778183	2.04	0.041	0.0231154	1.112143	
TolimaHuila	0 (omitted)						
_cons	-0.1135186	0.2053326	-0.55	0.58	-0.5159631	0.2889258	

Racionamiento Residencial Semana							
Number of obs =		1344					
LR chi2(8) =							
Prob > chi2 =							
Log likelihood =		-721.381385					
EvitaRacionamientoSem	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]		
DAPCONSUMO	-2.68E-04						
Centro	0.10422014						
CostaAtlntica	-0.65065489						
CQR	-1.66612352						
MagdalenaMedio	-0.91537341						
NorOccidente	-1.26538371						
NorOriente	-0.70453989						
SurOccidente	0.4073135						
TolimaHuila	0						
_cons	-0.03913281						

Racionamiento Residencial Mes							
Number of obs =		1344					
LR chi2(8) =							
Prob > chi2 =							
Log likelihood =		-695.92675					
EvitaRacionamientoMes	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]		
DAPCONSUMO	-1.08E-04						
Centro	-0.12246659						
CostaAtlntica	-1.11864687						
CQR	-1.98142377						
MagdalenaMedio	-1.20012371						
NorOccidente	-1.69541029						
NorOriente	-0.72606301						
SurOccidente	0.28365043						
TolimaHuila	0						
_cons	-0.02726314						

Racionamiento Industria Día

Number of obs = 594
 LR chi2(8) =
 Prob > chi2 =
 Log likelihood = -559.62 Pseudo R2 =

EvitaRacionamientoDía	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
DAPCONSUMO	(0.00178)				
Centro	0.99983				
CostaAtltica	0.01461				
CQR	0.01018				
MagdalenaMedio	0.32204				
NorOccidente	(0.09537)				
NorOriente	0.16282				
SurOccidente	0.00706				
TolimaHuila	-				
_cons	0.67133				

Racionamiento Industria Semana

Number of obs = 594
 LR chi2(8) =
 Prob > chi2 =
 Log likelihood = -595.24 Pseudo R2 =

EvitaRacionamientoSem	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
DAPCONSUMO	(0.00150)				
Centro	1.06646				
CostaAtltica	0.01546				
CQR	0.00570				
MagdalenaMedio	0.53059				
NorOccidente	0.74871				
NorOriente	0.05310				
SurOccidente	0.00801				
TolimaHuila	-				
_cons	0.64402				

Racionamiento Industria Mes

Number of obs = 2007
 LR chi(8) = 721.61
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -718.35 Pseudo R2 = 0.3343

EvitaRacionamientoMes	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]
DAPCONSUMO	(0.00077)	5.78E-05	-1.33E+01	0.00E+00	-8.84E-04 -6.58E-04
Centro	(0.31975)	4.32E-01	-7.40E-01	4.60E-01	-1.17E+00 5.28E-01
CostaAtltica	(0.24239)	6.37E-01	-3.80E-01	7.04E-01	-1.49E+00 1.01E+00
CQR	0.00426	5.95E-03	7.20E-01	4.74E-01	-7.41E-03 1.59E-02
MagdalenaMedio	(0.00931)	7.94E-03	-1.17E+00	2.41E-01	-2.49E-02 6.25E-03
NorOccidente	0.28635	4.13E-01	6.90E-01	4.88E-01	-5.22E-01 1.10E+00
NorOriente	(2.41661)	1.72E+00	-1.41E+00	1.59E-01	-5.78E+00 9.50E-01
SurOccidente	(0.24252)	1.82E-01	-1.34E+00	1.82E-01	-5.98E-01 1.13E-01
TolimaHuila	-	(omitted)	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00 0.00E+00
_cons	0.56166	4.74E-01	1.19E+00	2.36E-01	-3.67E-01 1.49E+00

Racionamiento Terciario Día

Number of obs = 594
 LR chi2(8) = 255.58
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -185.5963 Pseudo R2 = 0.4078

EvitaRacionamientoDía	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	-1.10E-03	1.52E-04	-7.25E+00	0.00E+00	-1.40E-03	-8.03E-04
Centro	-3.89E-01	3.16E-01	-1.23E+00	2.18E-01	-1.01E+00	2.30E-01
CostaAtlntica	2.95E-01	1.81E+00	1.60E-01	8.71E-01	-3.26E+00	3.85E+00
CQR	-1.95E-01	1.51E-01	-1.29E+00	1.96E-01	-4.92E-01	1.01E-01
MagdalenaMedio	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
NorOccidente	2.18E-01	4.92E-01	4.40E-01	6.57E-01	-7.46E-01	1.18E+00
NorOriente	-1.34E+00	6.46E-01	-2.07E+00	3.80E-02	-2.61E+00	-7.38E-02
SurOccidente	-3.63E-01	3.72E-01	-9.70E-01	3.30E-01	-1.09E+00	3.67E-01
TolimaHuila	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
_cons	1.10E+00	5.75E-01	1.92E+00	5.50E-02	-2.26E-02	2.23E+00

Racionamiento Terciario Semana

Number of obs = 594
 LR chi2(7) = 180.33
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -246.57992 Pseudo R2 = 0.2678

EvitaRacionamientoSem	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	-4.13E-04	5.43E-05	-7.62E+00	0.00E+00	-5.20E-04	-3.07E-04
Centro	-2.32E-01	2.67E-01	-8.70E-01	3.85E-01	-7.57E-01	2.92E-01
CostaAtlntica	2.65E-01	1.53E+00	1.70E-01	8.63E-01	-2.74E+00	3.27E+00
CQR	9.38E-03	1.26E-01	7.00E-02	9.41E-01	-2.38E-01	2.57E-01
MagdalenaMedio	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
NorOccidente	4.77E-02	4.14E-01	1.20E-01	9.08E-01	-7.64E-01	8.60E-01
NorOriente	-1.24E+00	5.82E-01	-2.13E+00	3.30E-02	-2.38E+00	-9.97E-02
SurOccidente	-3.75E-01	3.20E-01	-1.17E+00	2.42E-01	-1.00E+00	2.53E-01
TolimaHuila	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
_cons	4.83E-01	4.79E-01	1.01E+00	3.14E-01	-4.56E-01	1.42E+00

Racionamiento Terciario Mes

Number of obs = 594
 LR chi(7) = 190.84
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = 0 Pseudo R2 = 0.2885

EvitaRacionamientoMes	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	-4.39E-04	5.72E-05	-7.67E+00	0.00E+00	-5.51E-04	-3.27E-04
Centro	-5.98E-01	2.73E-01	-2.19E+00	2.80E-02	-1.13E+00	-6.31E-02
CostaAtlntica	-2.92E+00	1.58E+00	-1.85E+00	6.40E-02	-6.01E+00	1.72E-01
CQR	-1.31E-01	1.28E-01	-1.02E+00	3.09E-01	-3.82E-01	1.21E-01
MagdalenaMedio	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
NorOccidente	-2.64E-01	4.21E-01	-6.30E-01	5.30E-01	-1.09E+00	5.61E-01
NorOriente	-1.79E+00	5.89E-01	-3.04E+00	2.00E-03	-2.94E+00	-6.34E-01
SurOccidente	-7.12E-01	3.25E-01	-2.19E+00	2.80E-02	-1.35E+00	-7.54E-02
TolimaHuila	0.00E+00 (omitted)		0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
_cons	1.20E+00	4.95E-01	2.42E+00	1.60E-02	2.27E-01	2.17E+00

Racionamiento Vehicular Día

Number of obs = 378
 LR chi2(6) = 102.1
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -159.85 Pseudo R2 = 0.2421

EvitaRacionamientoDía	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00026)	4.40E-05	-5.88E+00	0.00E+00	-3.45E-04	-1.73E-04
Centro	0.30156	2.36E-01	1.28E+00	2.02E-01	-1.62E-01	7.65E-01
CostaAtltica	(0.81879)	4.67E-01	-1.75E+00	7.90E-02	-1.73E+00	9.58E-02
CQR	(0.69997)	6.63E-01	-1.06E+00	2.91E-01	-2.00E+00	5.99E-01
MagdalenaMedio	-	(omitted)				
NorOccidente	1.46116	6.89E-01	2.12E+00	3.40E-02	1.11E-01	2.81E+00
NorOriente	(1.33496)	1.20E+00	-1.11E+00	2.65E-01	-3.68E+00	1.01E+00
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	(0.27406)	3.32E-01	-8.30E-01	4.09E-01	-9.25E-01	3.76E-01

Racionamiento Vehicular Semana

Number of obs = 378
 LR chi2(6) = 109.68
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -153.79 Pseudo R2 = 0.2628

EvitaRacionamientoSem	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00032)	5.36E-05	-5.89E+00	0.00E+00	-4.21E-04	-2.11E-04
Centro	0.43677	2.41E-01	1.82E+00	7.00E-02	-3.49E-02	9.08E-01
CostaAtltica	(0.52855)	4.40E-01	-1.20E+00	2.30E-01	-1.39E+00	3.35E-01
CQR	(0.71662)	6.68E-01	-1.07E+00	2.84E-01	-2.03E+00	5.93E-01
MagdalenaMedio	-	(omitted)				
NorOccidente	(0.13201)	7.34E-01	-1.80E-01	8.57E-01	-1.57E+00	1.31E+00
NorOriente	(1.36745)	1.21E+00	-1.13E+00	2.58E-01	-3.73E+00	1.00E+00
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	(0.16377)	3.38E-01	-4.80E-01	6.28E-01	-8.26E-01	4.99E-01

Racionamiento Vehicular Mes

Number of obs = 378
 LR chi2(6) = 172.71
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -108.74 Pseudo R2 = 0.4426

EvitaRacionamientoMes	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00123)	2.10E-04	-5.85E+00	0.00E+00	-1.64E-03	-8.14E-04
Centro	0.13113	2.87E-01	4.60E-01	6.48E-01	-4.32E-01	6.94E-01
CostaAtltica	(0.54990)	4.91E-01	-1.12E+00	2.63E-01	-1.51E+00	4.13E-01
CQR	(0.91409)	7.32E-01	-1.25E+00	2.12E-01	-2.35E+00	5.21E-01
MagdalenaMedio	-	(omitted)				
NorOccidente	0.07230	8.56E-01	8.00E-02	9.33E-01	-1.61E+00	1.75E+00
NorOriente	(1.75477)	1.32E+00	-1.33E+00	1.83E-01	-4.34E+00	8.28E-01
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	0.81657	4.16E-01	1.96E+00	5.00E-02	4.84E-04	1.63E+00

Racionamiento Vehicular Día

Number of obs = 90
 LR chi2(4) = 16.45
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -23.17 Pseudo R2 = 0.262

EvitaRacionamientoDía	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00133)	6.83E-04	-1.95E+00	5.10E-02	-2.67E-03	5.67E-06
Centro	(0.14753)	1.54E+00	-1.00E-01	9.24E-01	-3.17E+00	2.88E+00
CostaAtlntica	0.07511	9.78E-01	8.00E-02	9.39E-01	-1.84E+00	1.99E+00
CQR	-	(omitted)				
MagdalenaMedio	0.15067	1.09E+00	1.40E-01	8.90E-01	-1.99E+00	2.29E+00
NorOccidente	-	(omitted)				
NorOriente	-	(omitted)				
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	(0.73944)	8.59E-01	-8.60E-01	3.89E-01	-2.42E+00	9.44E-01

Racionamiento Vehicular Semana

Number of obs = 90
 LR chi2(4) = 24.25
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -19.269161 Pseudo R2 = 0.3862

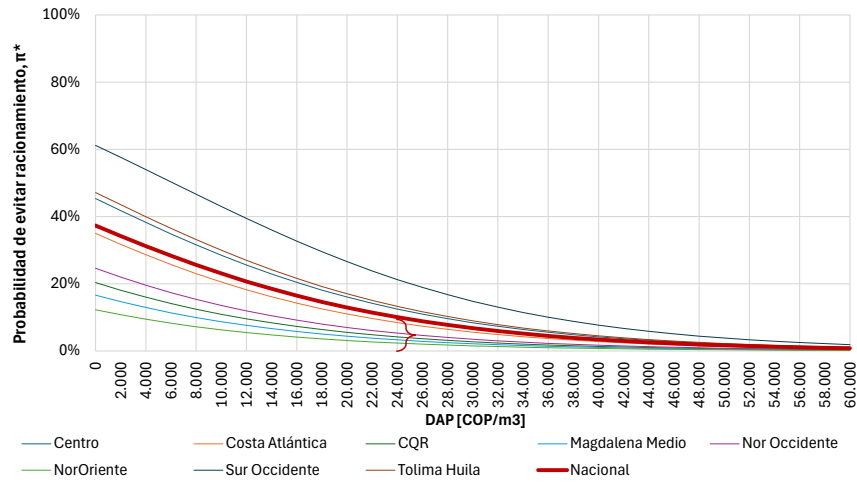
EvitaRacionamientoSem	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00332)	1.50E-03	-2.21E+00	2.70E-02	-6.27E-03	-3.74E-04
Centro	(0.19198)	1.64E+00	-1.20E-01	9.07E-01	-3.41E+00	3.02E+00
CostaAtlntica	0.10011	1.05E+00	1.00E-01	9.24E-01	-1.96E+00	2.16E+00
CQR	-	(omitted)				
MagdalenaMedio	0.18326	1.18E+00	1.60E-01	8.76E-01	-2.13E+00	2.49E+00
NorOccidente	-	(omitted)				
NorOriente	-	(omitted)				
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	(0.18177)	9.29E-01	-2.00E-01	8.45E-01	-2.00E+00	1.64E+00

Racionamiento Vehicular Mes

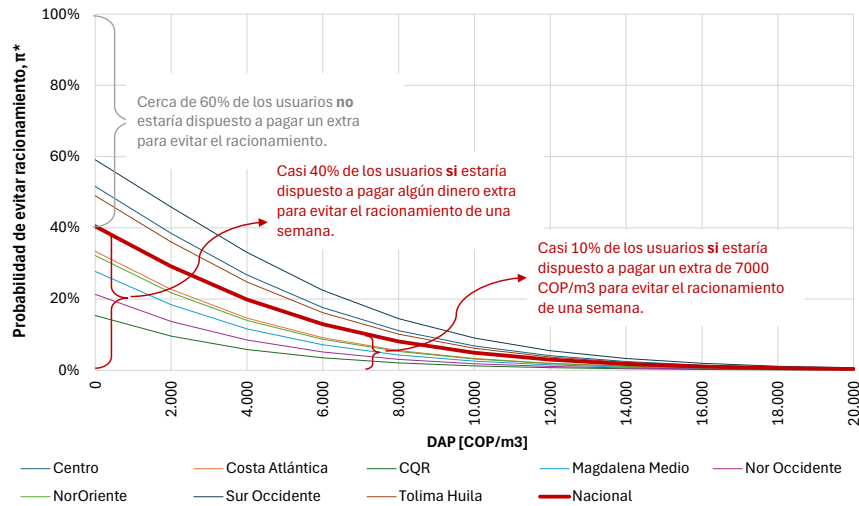
Number of obs = 90
 LR chi(4) = 172.71
 Prob > chi2 = 0
 Log likelihood = -25.35 Pseudo R2 = 0.1926
 3

EvitaRacionamientoMes	Coef.	Std. Err.	z	P> z	[95% Conf. Interval]	
DAPCONSUMO	(0.00073)	3.92E-04	-1.87E+00	6.10E-02	-1.50E-03	3.42E-05
Centro	(0.12911)	1.50E+00	-9.00E-02	9.32E-01	-3.08E+00	2.82E+00
CostaAtlntica	0.06497	9.50E-01	7.00E-02	9.45E-01	-1.80E+00	1.93E+00
CQR	-	(omitted)				
MagdalenaMedio	0.12864	1.06E+00	1.20E-01	9.03E-01	-1.95E+00	2.21E+00
NorOccidente	-	(omitted)				
NorOriente	-	(omitted)				
SurOccidente	-	(omitted)				
TolimaHuila	-	(omitted)				
_cons	(1.03517)	8.30E-01	-1.25E+00	2.12E-01	-2.66E+00	5.92E-01

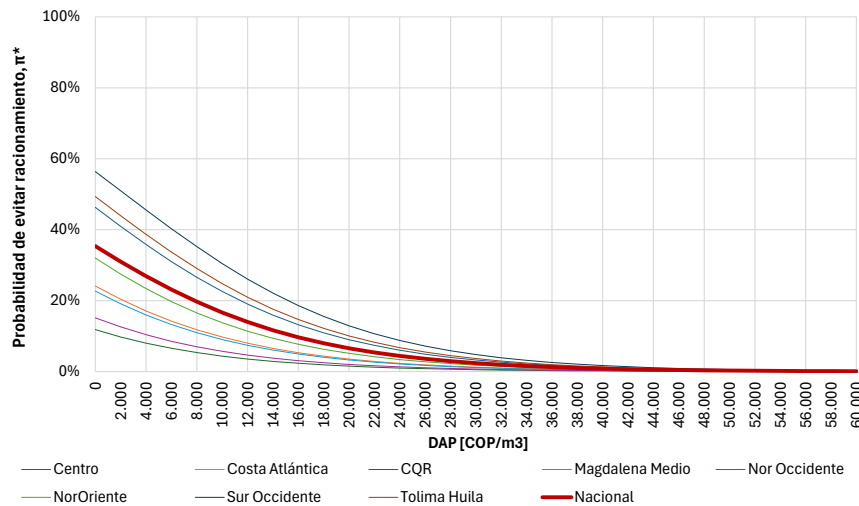
Anexo 3: Resultados Costo de Interrupción Sectorial Según Duración del Racionamiento. Fuente: UPME, a partir de información del estudio UPME-Consorcio MetGas 2025.



a) Día

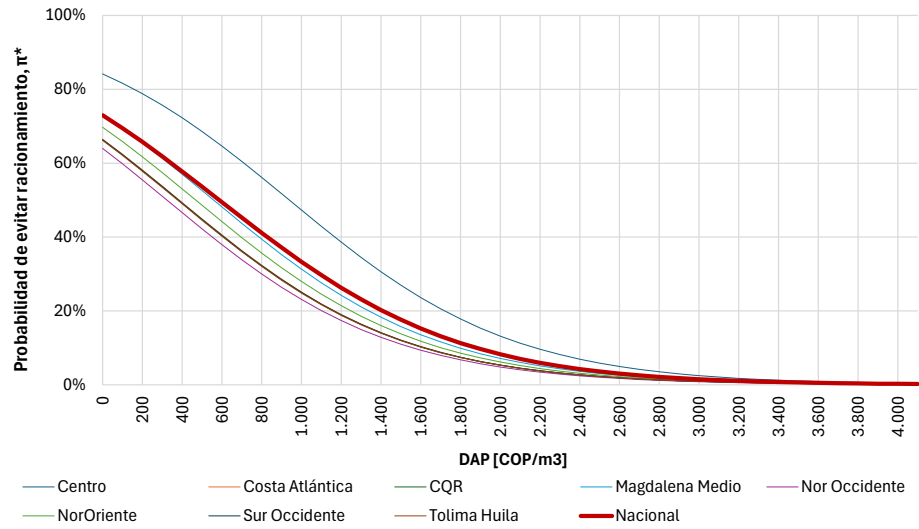


b) Semana

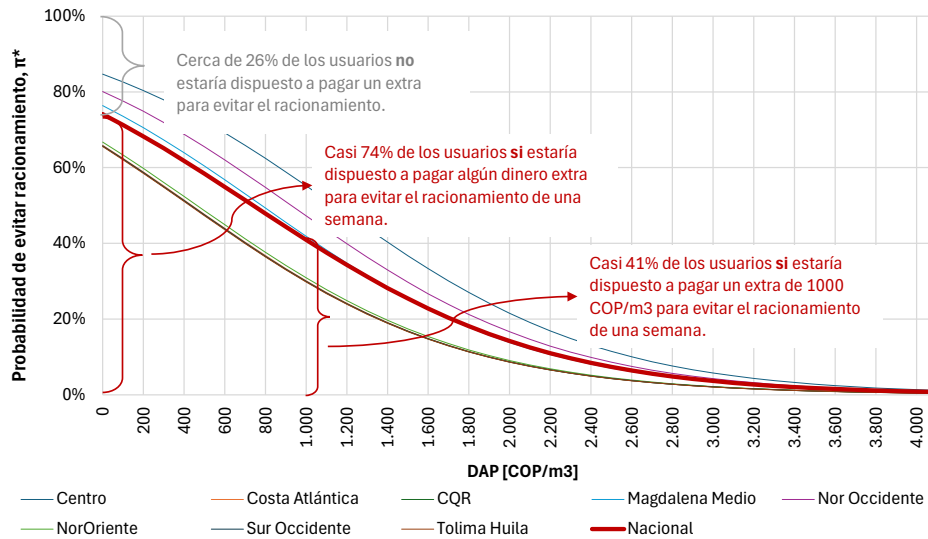


c) Mes

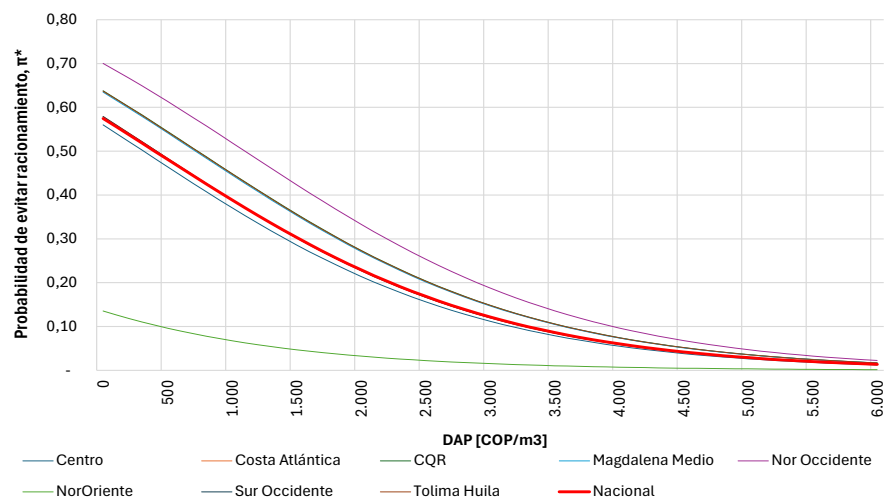
Sector Residencial



a) Día

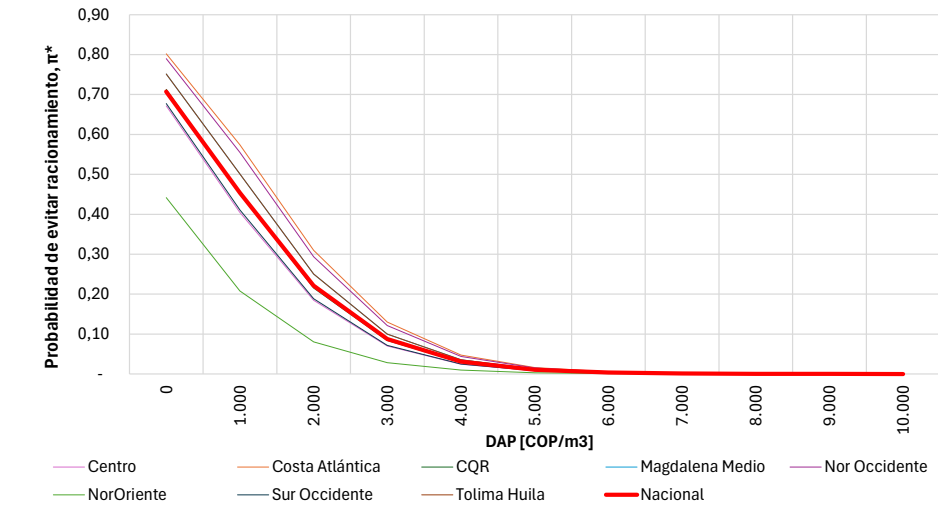


b) Semana

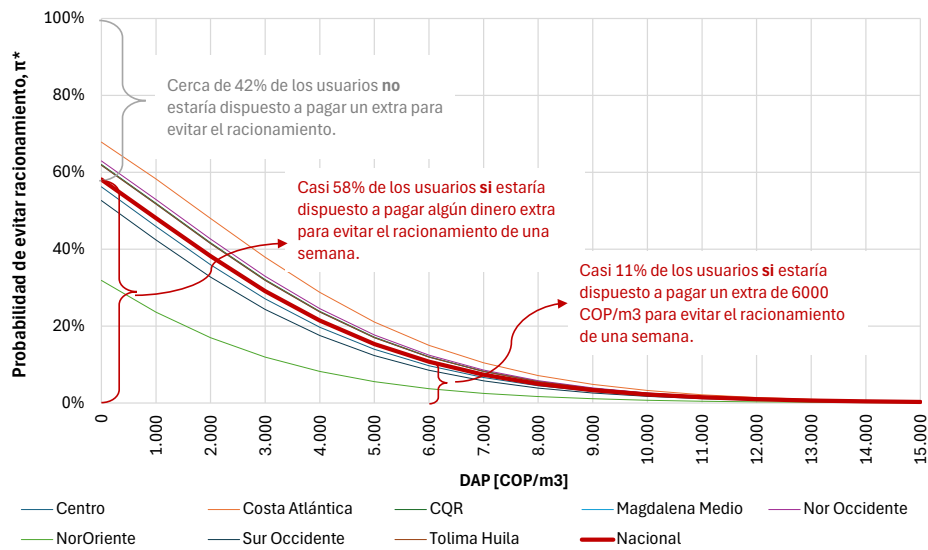


c) Mes

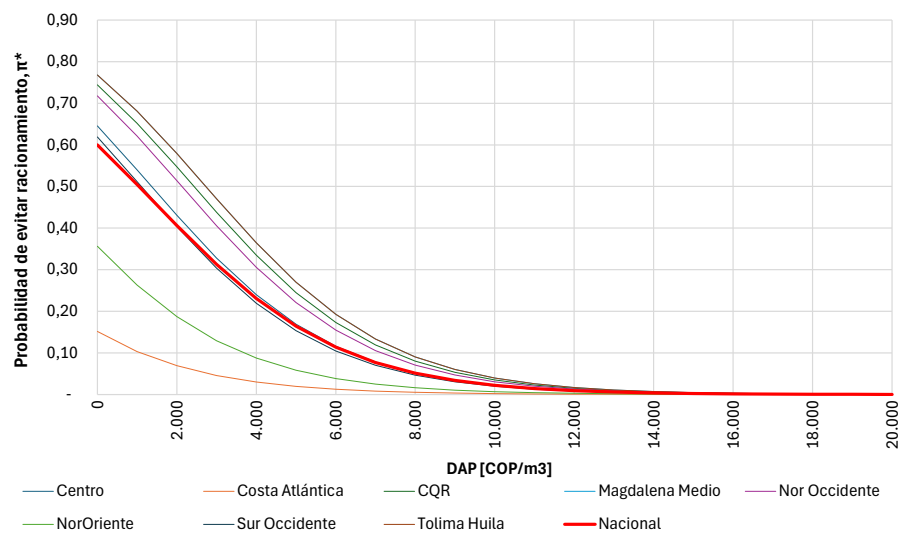
Sector Industrial



a) Día

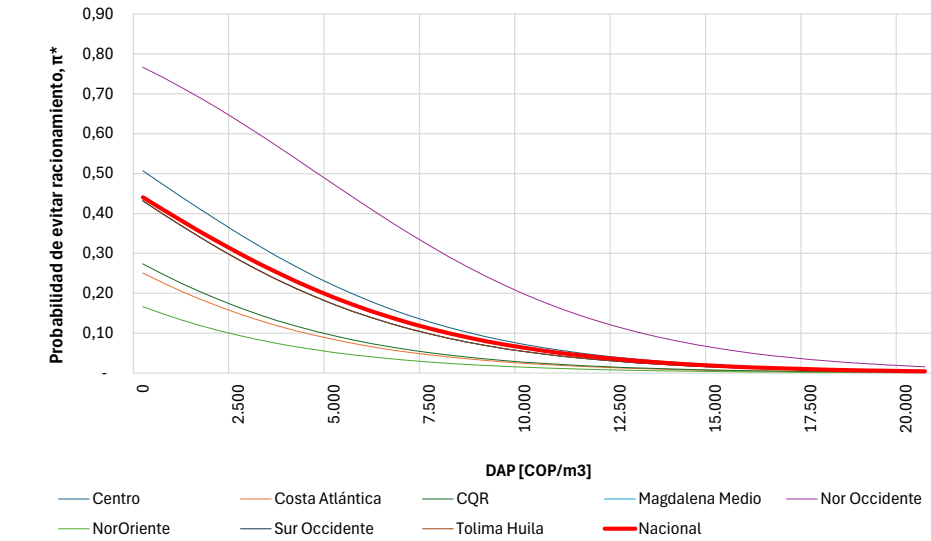


b) Semana

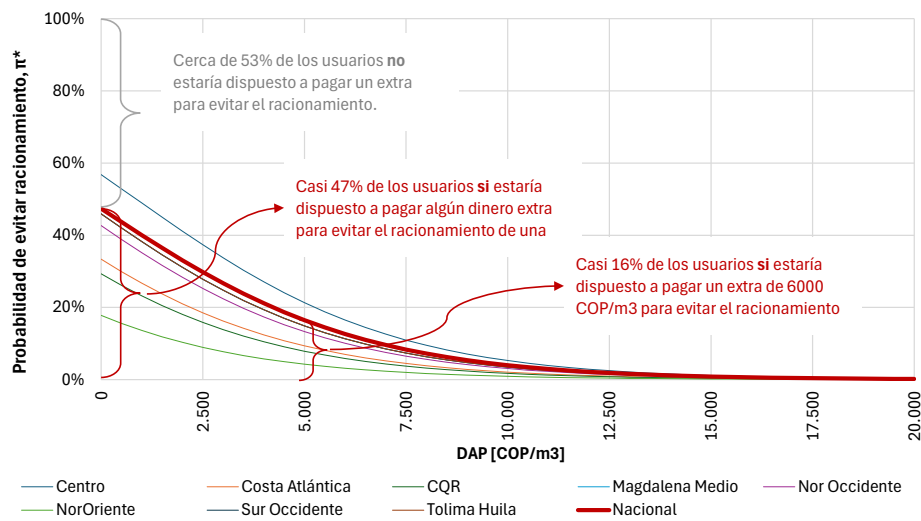


c) Mes

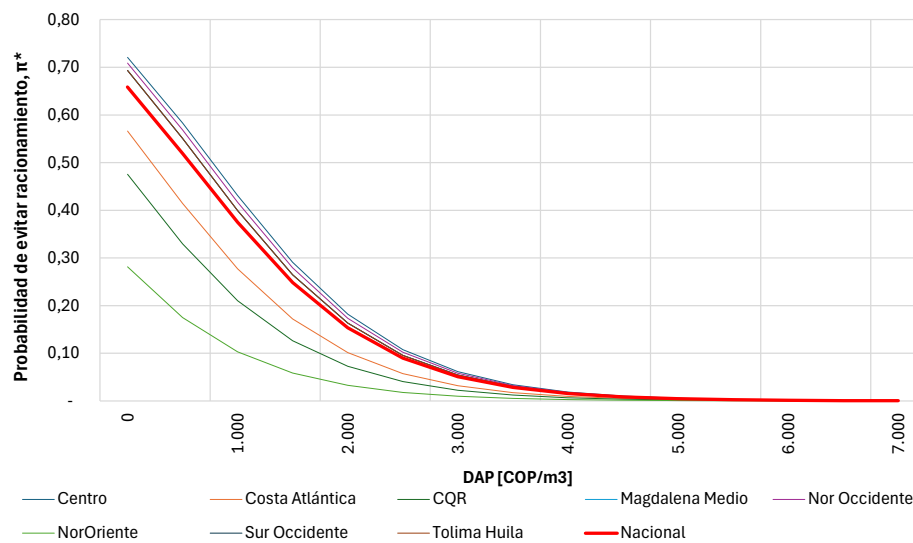
Sector Terciario



a) Día

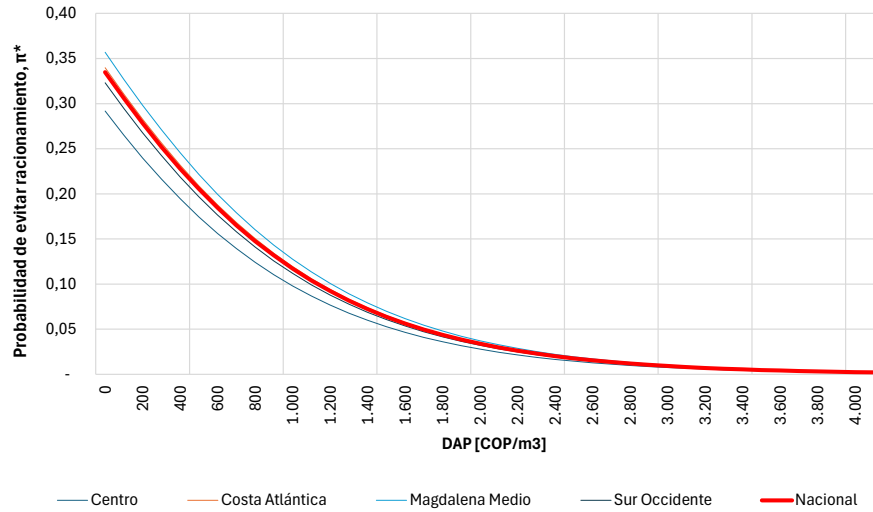


b) Semana

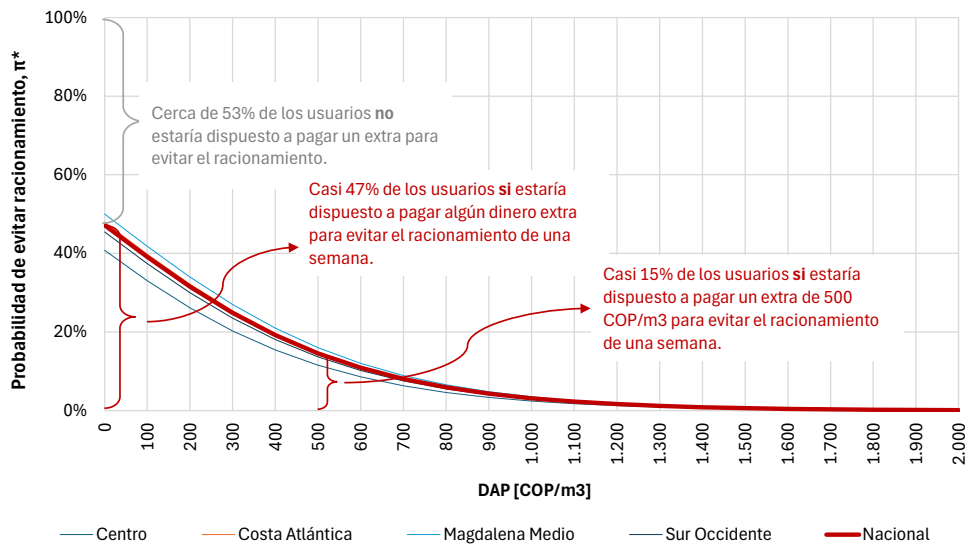


c) Mes

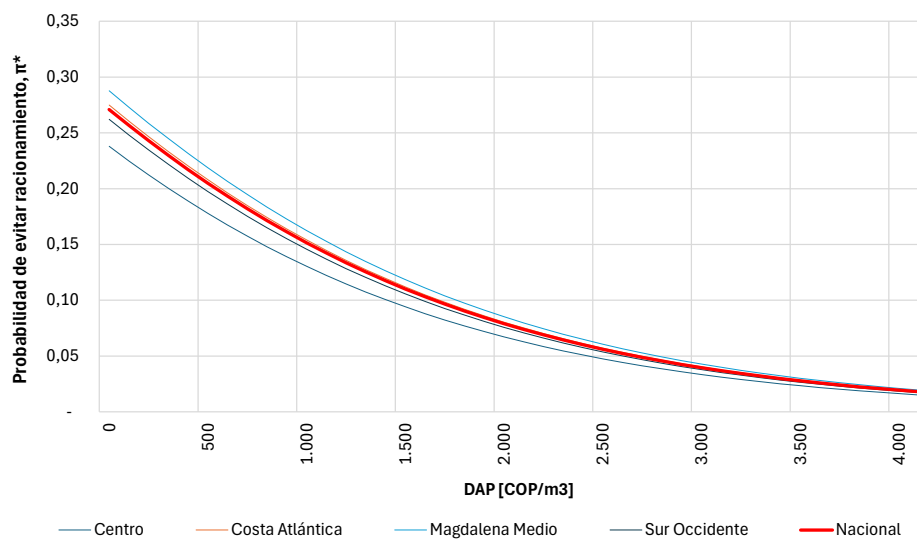
Sector Vehicular



a) Día



b) Semana



c) Mes

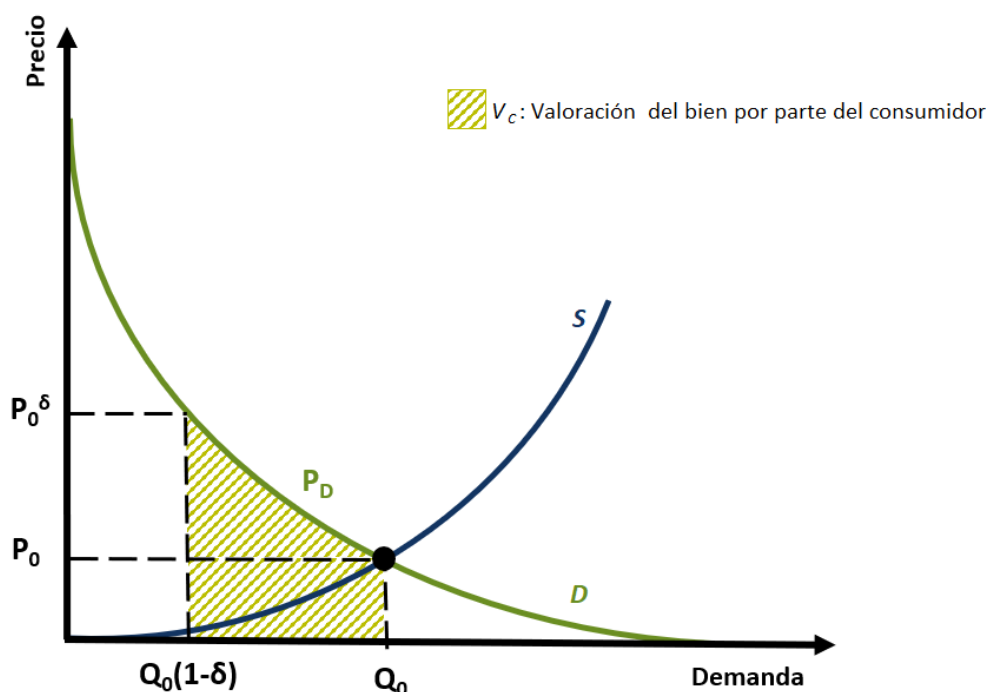
Sector TermoEléctrico

Anexo 4. Modelo Económico de Costo de Racionamiento

En la teoría microeconómica²² se considera que, bajo la condición de equilibrio de un mercado, los productores y consumidores logran un beneficio que puede ser calculado de la siguiente manera (ver Gráfica A- 2):

Geométricamente, el beneficio de los consumidores corresponde al área entre la curva de demanda D y la línea horizontal al precio de equilibrio P_0 . Este beneficio se da en razón a que los consumidores a la izquierda de Q_0 estarían dispuestos a pagar por el bien o servicio recibido el precio determinado en la curva D , pero solo están pagando el precio P_0 .

De manera análoga, el beneficio de los productores corresponde al área entre la curva de oferta S y la línea horizontal al precio de equilibrio P_0 . Este beneficio se da en razón a que los productores a la izquierda de Q_0 estarían dispuestos a ofrecer para la venta el bien o servicio recibido el precio determinado en la curva S , lo están vendiendo el precio P_0 .



Gráfica A- 2: Pérdida de beneficios económicos relativos al racionamiento de un bien.

Fuente: UPME, a partir de teoría microeconómica básica.

²² Ver: Varian, H. (2001). Microeconomía intermedia: Un enfoque actual (5a.ed.--). Barcelona: Antoni Bosch.

En el caso de un racionamiento en el suministro del bien o servicio, de manera que su demanda se reduce en $Q_0 \cdot \delta$, los consumidores experimentarían una pérdida económica dado por el área V_C en la **Gráfica A- 2**:

$$V_C = \int_{Q_0(1-\delta)}^{Q_0} P_D \cdot dQ$$

Ecuación A- 3

V_C corresponde al valor económico que los consumidores dan al bien suministrado en el mercado, teniendo en cuenta que el precio P_D es el precio al cual los diferentes agentes estarían dispuestos a adquirirlo:

A4.1 Definición de función de demanda

La curva de demanda se define con la siguiente función:

$$Q_D = K_D \cdot e^{\alpha P}$$

Ecuación A- 4

Donde la elasticidad precio de la demanda η de esta función estaría dada por el valor αP , de manera que a mayor precio su disposición a ser sustituido aumenta, disminuyendo significativamente el nivel de consumo,

En el punto original de equilibrio (sin racionamiento):

$$Q_0 = K_D \cdot e^{\alpha P_0}$$

Ecuación A- 5

Y bajo condición de racionamiento:

$$Q_0(1 - \delta) = K_D \cdot e^{\alpha(P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta))}$$

Ecuación A- 6

A4.2 Función de costo medio de racionamiento CMR

El costo medio de racionamiento se define el como promedio con el cual la demanda valora el bien que se dejaría de suministrar. Se considera medio en el sentido de ser representativo de un conjunto de diversos usuarios que valoran el costo de no tener el servicio de manera particular. El CMR estaría dado por el cociente del área V_C (Gráfica A- 2) y la demanda no suministrada $Q_0\delta$:

$$CMR = \frac{V_C}{Q_0\delta}$$

$$CMR = \frac{1}{Q_0\delta} \int_{Q_0(1-\delta)}^{Q_0} P_D \cdot dQ$$

Ecuación A- 7

Sustituyendo de las anteriores ecuaciones :

$$CMR = \frac{1}{Q_0\delta} \left[\int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} P(K_D \cdot \alpha \cdot e^{\alpha P}) dP \right]$$

Resolviendo la ecuación anterior se tiene (desarrollado al final de este Anexo):

$$CMR = P_0 - \frac{1}{\alpha} \cdot \left(1 + \frac{(1-\delta) \cdot \ln(1-\delta)}{\delta} \right)$$

Ecuación A- 8

$$CMR = Tarifa + Costo de Interrupción$$

Ecuación A- 9

Así, el costo medio de racionamiento está en función de:

- i)- El precio P_0 al cual se valora el bien en situación de equilibrio de mercado, que corresponde a la tarifa del servicio.
- ii)- El costo de interrupción del servicio, que depende del coeficiente relativo a la elasticidad α , de suerte que si esta función es menos elástica (más cercanos a cero tal coeficiente) el costo de racionamiento aumenta. De otra parte, depende del grado de racionamiento δ que es un valor continuo entre no racionamiento ($\delta = 0$) y total racionamiento ($\delta = 1$).

A4.3 Función de costo incremental de racionamiento CIR

El costo incremental se define como el valor que estaría dispuesto a pagar un usuario por evitar una nueva unidad de racionamiento. Es decir, el CIR sería el incremento en V_C (Gráfica A- 2) a causa de una nueva unidad racionada:

$$CIR = \frac{dV_C}{dQ} = \frac{d}{dQ} \int_{Q_0(1-\delta)}^{Q_0} P_D \cdot dQ = P_D$$

Ecuación A- 10

El CIR es el precio definido en la función de demanda P_D .

A4.4 Funciones demanda de gas natural

Para estimar esta función se realiza una regresión aplicando la siguiente ecuación, de manera particular para cada uno de los sectores residencial, industrial y comercial. Los datos para ésta comprendieron el periodo 2006-22, su resolución geográfica fue el agregado nacional y su resolución temporal fue mensual (ver Anexo 2):

$$\ln Q_D = a_0 + \alpha \cdot P + a_{PIB} \cdot \ln PIB + a_D \cdot \text{Dummy}$$

Ecuación A- 11

Donde:

Q_D : Demanda nacional de gas natural del sector, con fuente de información SUI-SSPD²³.

P : Tarifa al usuario final de gas natural del sector. También con fuente de información SUI-SSPD.

PIB : Producto interno bruto sectorial, con fuente de información DANE.

$Dummy$: Variable Dummy considerada en algunos casos para tener en cuenta el efecto de la pandemia Covid.

Simplificando, la se lleva a la forma asumida anteriormente:

$$Q_D = K_D \cdot e^{\alpha P}$$

Ecuación A- 12

Donde $K_D = e^{a_0} \cdot e^{a_D \cdot Dummy} \cdot PIB^{a_{PIB}}$

Nota: Deducción matemática de la Ecuación A- 7

$$CMR = \frac{1}{Q_0 \delta} \int_{Q_0(1-\delta)}^{Q_0} P dQ$$

$$Q = K e^{\alpha P}$$

$$Q_0 = K e^{\alpha P_0}$$

$$Q_0(1 - \delta) = K e^{\alpha \left(P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta) \right)}$$

²³ Disponible en: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Gas-Natural>

$$CMR = \frac{1}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} P (K \alpha e^{\alpha P}) dP$$

$$CMR = \frac{K \alpha}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} P e^{\alpha P} dP$$

$$CMR = \frac{K}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} P \frac{d e^{\alpha P}}{dP} dP$$

$$CMR = \frac{K}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} \left(\frac{dP e^{\alpha P}}{dP} - e^{\alpha P} \right) dP$$

$$CMR = \frac{K}{Q_0 \delta} \int_{P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta)}^{P_0} \frac{d}{dP} \left(\left(P - \frac{1}{\alpha} \right) e^{\alpha P} \right) dP$$

$$CMR = \frac{K}{Q_0 \delta} \left(\left(P_0 - \frac{1}{\alpha} \right) e^{\alpha P_0} - \left(P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta) - \frac{1}{\alpha} \right) e^{\alpha \left(P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta) \right)} \right)$$

$$CMR = \frac{K e^{\alpha P_0}}{Q_0 \delta} \left(\left(P_0 - \frac{1}{\alpha} \right) - \left(P_0 + \frac{1}{\alpha} \ln(1-\delta) - \frac{1}{\alpha} \right) (1-\delta) \right)$$

$$CMR = \frac{1}{\delta} \left(P_0 \delta - \frac{1}{\alpha} (\delta + (1-\delta) \ln(1-\delta)) \right)$$

$$CMR = P_0 - \frac{1}{\alpha} - \frac{1}{\alpha} \frac{(1-\delta) \ln(1-\delta)}{\delta}$$

Anexo 5. Curvas de Demanda de Gas Natural

A continuación, se presenta la estimación del costo de racionamiento a partir del modelo económico expuesto en el numeral Anexo 4. Debe tenerse en cuenta que precisar las siguientes curvas, de manera que fueran representativas de los sectores correspondientes, requiere de los resultados logrados en el Capítulo 4 de este documento.

A5.1 Sector Residencial

A partir del modelo expuesto en el Anexo 4, en la Ecuación A- 10 se incluye la variable Usuarios de manera que para el sector residencial se tendría la siguiente función de demanda:

$$\ln Q_D = a_0 + \alpha \cdot P + a_{\text{PIB}} \cdot \ln \text{PIB} + a_{\text{Usuarios}} \cdot \ln \text{Usuarios} + a_D \cdot \text{Dummy}$$

De la regresión estadística se obtiene los siguientes resultados con datos para el periodo enero 2005 - marzo 2026. La curva de demanda obtenida para este sector se muestra en la Gráfica A- 1:

Resumen

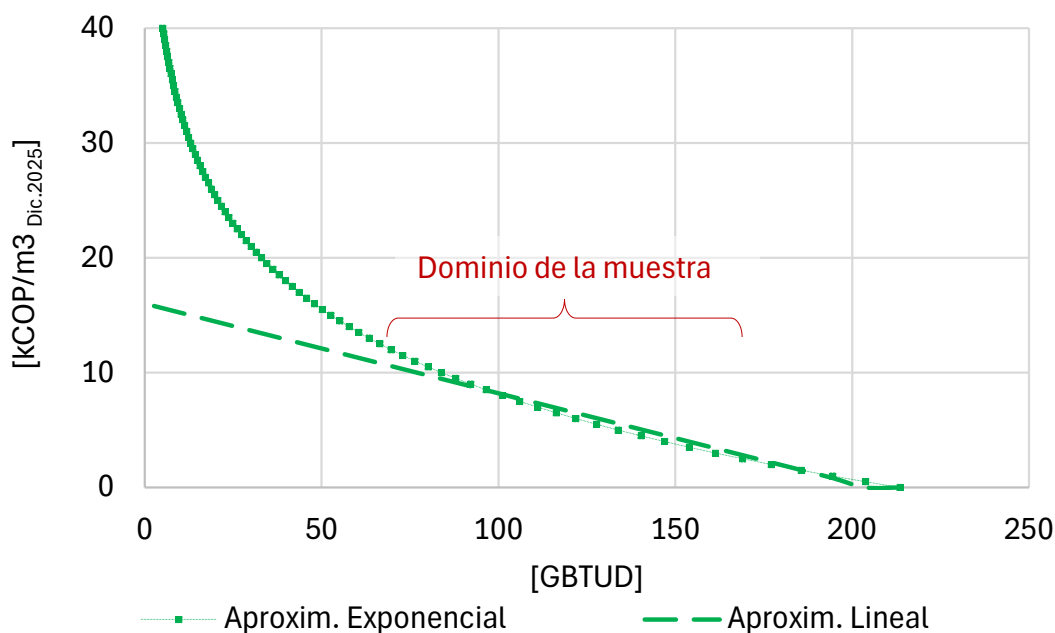
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de	0,96585251
Coefficiente de	0,93287108
R ² ajustado	0,93179702
Error típico	0,05027352
Observaciones	255

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Cuadrado de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	4	8,78072958	2,19518239	868,544332	2,717E-145
Residuos	250	0,63185675	0,00252743		
Total	254	9,41258633			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	4,57252206	0,28860024	15,8437916	1,2909E-39	4,00412435	5,14091977	4,00412435	5,14091977
P	-9,3419E-05	1,7173E-05	-5,43994474	1,2688E-07	-0,00012724	-5,9597E-05	-0,00012724	-5,9597E-05
LN PIB	-0,21788386	0,07975195	-2,73201908	0,00674361	-0,3749552	-0,06081251	-0,3749552	-0,06081251
LN Usuarios	0,77153728	0,05135444	15,0237692	8,6465E-37	0,67039479	0,87267977	0,67039479	0,87267977
Dummy	-0,17210396	0,05037255	-3,41662177	0,00073989	-0,27131263	-0,0728953	-0,27131263	-0,0728953

Tabla A- 1: Parámetros estadísticos para la determinación de la curva de demanda de gas natural para el sector residencial



Gráfica A- 3: Curva de Demanda de Gas Natural para el Sector Residencial

Fuente: UPME, a partir de datos SUI-SSPD

Sin embargo, teniendo en cuenta que los datos insumo (muestra estadística) incluyen magnitudes de demanda entre 57 y 172 GBTUD, se asume una aproximación lineal que se presenta en la misma gráfica.

Aplicando la Ecuación A- 5 se logra el valor del costo de racionamiento para la aproximación exponencial como para la lineal. Estos valores resultan semejantes a los obtenidos con la información empírica obtenida en el numeral 4.1.

$$CMR_{\text{Exponencial}} = 13.819 \text{ COP/m}^3$$

$$CMR_{\text{Lineal}} = 9.627 \text{ COP/m}^3$$

A5.2 Sector Industrial

A partir del modelo expuesto en la Ecuación A- 8 del Anexo 4 se tendría la siguiente función de demanda:

$$\ln Q_D = a_0 + \alpha \cdot P + a_{\text{PIB}} \cdot \ln \text{PIB} + a_D \cdot \text{Dummy}$$

De la regresión estadística se obtiene los siguientes resultados con datos para el periodo enero 2020 - marzo 2026. La curva de demanda obtenida se muestra en la Gráfica A- 2:

Resumen

Estadísticas de la regresión

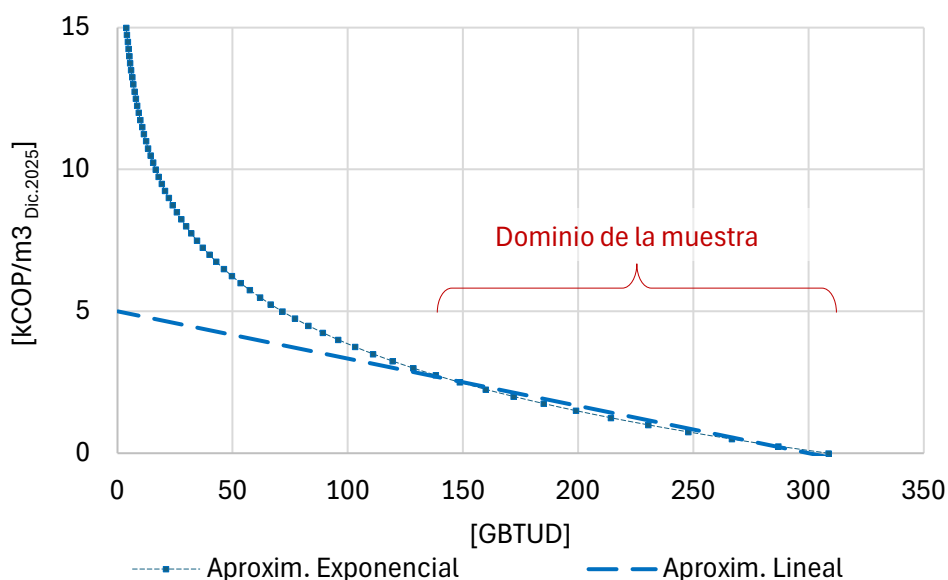
Coefficiente de	0,48971436
Coefficiente de	0,23982015
R ² ajustado	0,20769988
Error típico	0,11157736
Observaciones	75

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media de cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	0,2788559	0,09295197	7,46631695	0,00020529
Residuos	71	0,88391502	0,01244951		
Total	74	1,16277093			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95.0%	Superior 95.0%
Intercepción	5,20987636	0,63561251	8,19662341	7,2218E-12	3,94250101	6,4772517	3,94250101	6,4772517
P	-0,0002923	7,0039E-05	-4,17333755	8,3879E-05	-0,00043195	-0,00015264	-0,00043195	-0,00015264
LN PIB	0,18613144	0,23006985	0,80902142	0,42120566	-0,27261482	0,6448777	-0,27261482	0,6448777
Dummy	0,28154076	0,15708391	1,79229531	0,07734588	-0,03167567	0,59475718	-0,03167567	0,59475718

Tabla A- 2: Parámetros estadísticos para la determinación de la curva de demanda de gas natural para el sector industrial



Gráfica A- 4: Curva de Demanda de Gas Natural para el Sector Industrial

Fuente: UPME, a partir de datos SUI-SSPD

Sin embargo, teniendo en cuenta que los datos insumo (muestra estadística) incluyen magnitudes de demanda entre 131 y 308 GBTUD, se asume una aproximación lineal que se presenta en la misma gráfica.

Aplicando la Ecuación A- 5 se logra el valor del costo de racionamiento para la aproximación exponencial como para la lineal. Estos valores resultan semejantes a los obtenidos con la información empírica obtenida en el numeral 4.2.

$$CMR_{\text{Exponencial}} = 4.872 \text{ COP/m}^3$$

$$CMR_{\text{Lineal}} = 3.340 \text{ COP/m}^3$$

A5.3 Sector Terciario

A partir del modelo expuesto en la Ecuación A- 8 del Anexo 4 se tendría la siguiente función de demanda:

$$\ln Q_D = a_0 + \alpha \cdot P + a_{\text{PIB}} \cdot \ln \text{PIB} + a_D \cdot \text{Dummy}$$

De la regresión estadística se obtiene los siguientes resultados con datos para el periodo enero 2015 - marzo 2026. La curva de demanda obtenida se muestra en la Gráfica A- 3:

Resumen

Estadísticas de la regresión

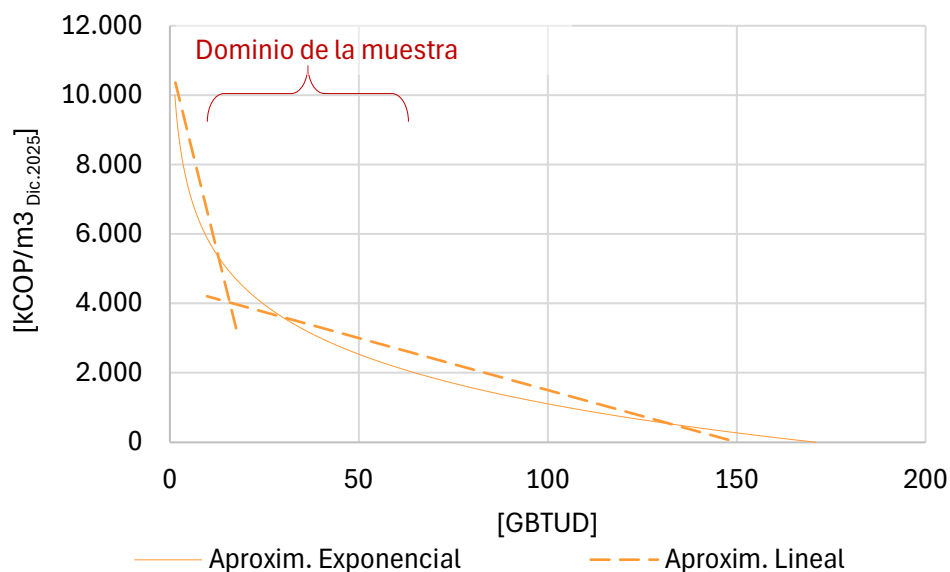
Coeficiente de	0,84156384
Coeficiente de	0,7082297
R ² ajustado	0,70154794
Error típico	0,06629828
Observaciones	135

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media de cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	3	1,39768381	0,4658946	105,994442	7,074E-35
Residuos	131	0,5758056	0,00439546		
Total	134	1,9734894			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	0,07902549	0,32772121	0,24113633	0,80982646	-0,56928524	0,72733622	-0,56928524	0,72733622
P	-0,00048434	8,2263E-05	-5,88766081	3,1067E-08	-0,00064707	-0,0003216	-0,00064707	-0,0003216
LN PIB	1,11027723	0,10790268	10,2896169	1,4571E-18	0,89681999	1,32373446	0,89681999	1,32373446
Dummy	0,20464729	0,07797167	2,62463648	0,00970512	0,05040073	0,35889385	0,05040073	0,35889385

Tabla A- 3: Parámetros estadísticos para la determinación de la curva de demanda de gas natural para el sector terciario



Gráfica A- 5: Curva de demanda de gas natural para el sector terciario

Fuente: UPME, a partir de datos SUI-SSPD

Sin embargo, teniendo en cuenta que los datos insumo (muestra estadística) incluyen magnitudes de demanda entre 33 y 65 GBTUD, se asume una aproximación lineal en dos trazos que se presenta en la misma gráfica.

Aplicando la Ecuación A- 5 se logra el valor del costo de racionamiento para la aproximación exponencial como para la lineal. Estos valores resultan semejantes a los obtenidos con la información empírica obtenida en el numeral 4.3.

$$CMR_{\text{Exponencial}} = 4.300 \text{ COP/m}^3$$

$$CMR_{\text{Lineal}} = 4.328 \text{ COP/m}^3$$

A5.4 Sector Vehicular

A partir del modelo expuesto en la Ecuación A- 8 del Anexo 4 se tendría la siguiente función de demanda, donde se incluye el precio de la gasolina corriente como sustituto del gas natural vehicular GNV:

$$\ln Q_{\text{GNV}} = a_0 + \alpha_{\text{GNV}} \cdot P_{\text{GNV}} + a_{\text{GMC}} \cdot P_{\text{GMC}}$$

De la regresión estadística se obtiene los siguientes resultados con datos para el periodo enero 2009 - marzo 2026. La curva de demanda obtenida se muestra en la Gráfica A- 4:

Resumen

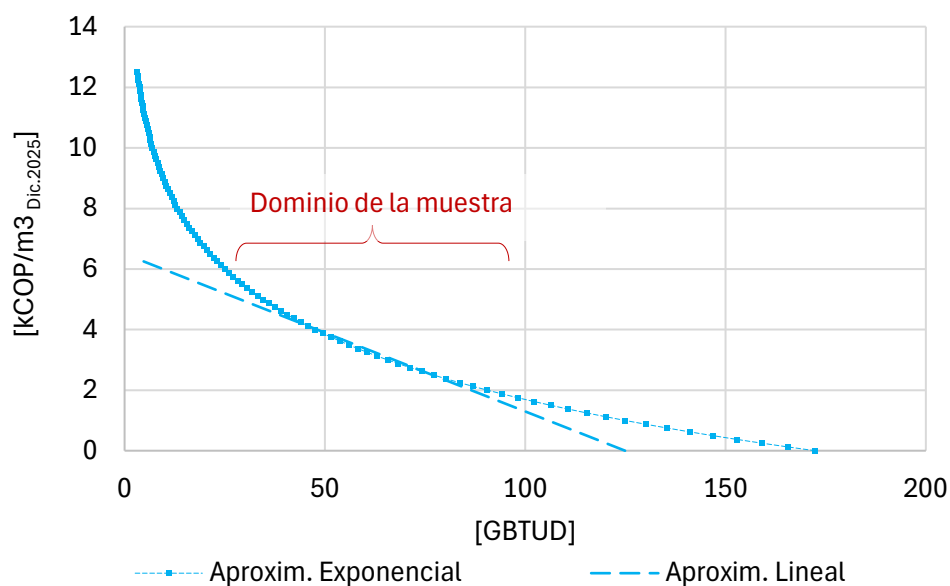
<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de	0,84156384
Coeficiente de	0,7082297
R ² ajustado	0,70154794
Error típico	0,06629828
Observaciones	135

ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Media cuadrática	F	Valor crítico de F
Regresión	3	1,39768381	0,4658946	105,994442	7,074E-35
Residuos	131	0,5758056	0,00439546		
Total	134	1,9734894			

	Coeficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	0,07902549	0,32772121	0,24113633	0,80982646	-0,56928524	0,72733622	-0,56928524	0,72733622
P	-0,00048434	8,2263E-05	-5,88766081	3,1067E-08	-0,00064707	-0,0003216	-0,00064707	-0,0003216
LN PIB	1,11027723	0,10790268	10,2896169	1,4571E-18	0,89681999	1,32373446	0,89681999	1,32373446
Dummy	0,20464729	0,07797167	2,62463648	0,00970512	0,05040073	0,35889385	0,05040073	0,35889385

Tabla A- 4: Parámetros estadísticos para la determinación de la curva de demanda de gas natural para el sector vehicular



Gráfica A- 6: Curva de demanda de gas natural para el sector vehicular

Fuente: UPME, a partir de datos SUI-SSPD

Sin embargo, teniendo en cuenta que los datos insumo (muestra estadística) incluyen magnitudes de demanda entre 33 y 65 GBTUD, se asume una aproximación lineal que se presenta en la misma gráfica.

Aplicando la Ecuación A- 5 se logra el valor del costo de racionamiento para la aproximación exponencial como para la lineal. Estos valores resultan semejantes a los obtenidos con la información empírica obtenida en el numeral 4.4.

$$CMR_{\text{Exponencial}} = 6.281 \text{ COP/m}^3$$

$$CMR_{\text{Lineal}} = 4.388 \text{ COP/m}^3$$

