Estimación costos de racionamiento

Entregable 2

PRESENTADO A:

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA

Noviembre 23 de 2021

Versión Final

quantil | matemáticas aplicadas

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME

Christian Jaramillo Herrera – Director General

Comité Técnico de la Consultoría
Carolina Cruz Carvajal – Subdirectora de Hidrocarburos
Lina Escobar Rangel – Subdirectora de Demanda
Romel Rodríguez Hernandez – Supervisor

Quantil

Directores de proyecto
Diego Jara
Álvaro Riascos

Equipo Consultor
Andrés Hoyos Martin – Investigador
Miguel Gutiérrez – Investigador
Mateo Rodríguez – Investigador
Andréi Romero-Grass – Asesor externo

Contenido:

1 Introducción 4
2 Revisión de la literatura 6
2.1 Estimación de costos de racionamiento 6
2.1.1 Resumen de la literatura. 6
2.2 Estimación de la demanda 14
2.2.1 Resumen de la literatura. 14
3 Modelo teórico para el cálculo del costo de interrupción. 18
3.1 Racionamiento sector residencial 18
3.2 Racionamiento sector no residencial 22
4 Metodología de estimación de elasticidades. 25
5 Recolección de información 29
5.1 Superservicios 29
5.1.1 Gas natural residencial 29
5.1.2 Gas natural no residencial 29
5.1.3 GLP 30
5.2 DANE 30
5.2.1 Medición de pobreza monetaria y desigualdad 30
5.2.2 Precios 30
5.3 Naturgas 31
5.4 SICOM 31
6 Costos de racionamiento gas natural 32
6.1 Sector residencial 32
6.1.1 Construcción de los datos panel 32
6.1.2 Estimación de elasticidades sector residencial 33
6.1.3 Cálculo del costo de racionamiento 34
6.2 Sector no residencial 35
6.2.1 Construcción de los datos panel 35
6.2.2 Estimación de elasticidades sector no residencial 36
6.2.3 Cálculo del costo de racionamiento 37
7 Costos de racionamiento GLP 40
7.1 Sector residencial 40

7.1.1 Construcción de los datos panel 40
7.1.2 Estimación de elasticidades sector residencial 41
7.1.3 Cálculo del costo de racionamiento 42
7.2 Sector no residencial 42
7.2.1 Construcción de los datos panel 42
7.2.2 Estimación de elasticidades sector no residencial 43
7.2.3 Cálculo del costo de racionamiento 44
8 Casos de estudio 45
8.1 Sector termoeléctrico 45
8.1.1 Construcción de las bases de datos y relevancia de las variables: 45
8.1.2 Metodología. 51
8.1.3 Resultados: 57
8.2 Gas Natural Vehicular (GNV) 67
8.2.1 Metodología 67
9 Conclusiones y recomendaciones 70
10 Referencias 75
11 Anexos 77
11.1 Variables relevantes para la estimación de los costos de racionamiento 77
11.2 Graficas simulaciones caso Energía Eléctrica 84
11.3 Estimación de elasticidades no lineales 91
11.4 Estimación errores robustos de GN residencial 92

1 Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética de Colombia (UPME) contrató a Quantil (en adelante el Consultor) para desarrollar una consultoría cuyo objeto general es *desarrollar una propuesta metodológica para la estimación de los costos de racionamiento de Gas Natural (GN) y Gas Licuado del Petróleo (GLP)*. Los objetivos específicos de la misma son:

1. Entregar el desarrollo de un marco conceptual en donde se analicen las variables determinantes en la valoración de los gases combustibles por parte de los diferentes segmentos de demanda.
2. Entregar las herramientas cuantitativas que puedan ser incorporadas en el planeamiento de largo plazo del sector para la valoración de los beneficios asociados a las obras propuestas.
3. Entregar información útil para la toma de decisiones y análisis de mercado y demanda de los gases combustibles.
4. Cumplir con todas las demás obligaciones que se deriven de la propuesta y los estudios previos, los cuales forman parte integral del contrato.

Así mismo se acordó hacer la entrega de los siguientes productos:

Entregable 1

Para el entregable 1 se debe tener un documento en el que se desarrollen los siguientes puntos

1. Modelos teóricos para estimar los costos de racionamiento de GN y GLP para los sectores de consumo: residencial, comercial, transporte, generación térmica y generación industrial.
2. Deben tenerse en cuenta los tipos de racionamiento y los sustitos energéticos más cercanos en cada uso.
3. A partir del modelo teórico, se debe definir una formula en función de variables observables (identificables, verificables y disponibles para la UPME) para que la unidad pueda estimar los costos de racionamiento.

Entregable 2

Para el entregable 2 se debe tener desarrollados los siguientes puntos:

1. Análisis de información necesaria para la estimación.
2. Para cada variable definida se debe identificar aquellas que requieren colección de información primaria y cuales se pueden obtener a través de información secundaria, documentando en cada caso la fuente de información y el tratamiento de datos necesario.
3. Para las variables identificadas que requieren recolección de información primaria, proponer un formulario de encuesta que permitiese recopilar dicha información.

Un aspecto esencial del modelo teórico es la estimación de la demanda. Luego, se propone una metodología que permita estimar las elasticidades precio de la demanda del sector residencial y no residencial en el mercado de GN y GLP. Lo anterior con el objetivo de calcular el valor dispuesto a pagar por los usuarios para evitar un corte del servicio.

Para el caso de los sectores para los cuales no es viable estimar una demanda, bien sea porque no hay datos (e.g., sector de gas natural vehicular) o existen otras aproximaciones potencialmente más apropiadas (e.g., generación térmica) se proponen metodologías alternas a la propuesta en el modelo teórico basadas en la estimación de la demanda.

Como validación de la viabilidad del uso de estas metodologías para el cumplimiento del objeto de este contrato, se hizo una recolección de toda la información necesaria para la aplicación de estas metodologías (inventario de datos que se incluye en este documento) y se hicieron las estimaciones de elasticidades y costos de racionamiento utilizando las demandas estimadas y con las metodologías propuestas para los estudios de caso: GNV y generación térmica.

Este documento está organizado de la siguiente forma. La siguiente sección, sección 2 hace la revisión de la literatura relevante. En la sección 3 se introduce el modelo teórico a utilizar para el cálculo de los costos de racionamiento. En la sección 4 se introduce la metodología para estimar las elasticidades precio de la demanda para el GN y GLP. La sección 5 contiene un breve resumen de las fuentes de datos y la información que tienen incluida. Las secciones 6 y 7 presentan la propuesta metodológica y resultados para el GN y GLP respectivamente. La sección 8 contiene las propuestas metodológicas de los casos de estudio de generación térmica en el sector de energía eléctrica y gas natural vehicular. La sección 9 tiene las referencias y finalmente, se muestran los anexos.

2 Revisión de la literatura

En esta sección se presentan las tablas de comparación de la literatura más relevante en distintos rubros. Además, se muestran los resúmenes de gran parte de la literatura que ha guiado el desarrollo de esta propuesta metodológica.

2.1 Estimación de costos de racionamiento

La Tabla 1 muestra un comparativo de las metodologías utilizadas para calcular el costo de racionamiento en diferentes mercados.

2.1.1 Resumen de la literatura.

The Public's willigness to pay for securing a reliable natural gas supply in Korea

(Jang, 2014)

Korea es un país donde el gas natural es importado en su mayoría puesto que no existen recursos naturales de los cuales pueda producir este bien de manera autónoma. Así mismo, Korea tiene pocas reservas de gas por lo cual la probabilidad de que ocurra un racionamiento de gas es mayor. En este artículo los autores analizan la disposición a pagar de los hogares mediante el método de evaluación contingente. El método de evaluación contingente en este caso consiste en realizar encuestas en las cuales mediante preguntas del tipo si y no se encuentra la disposición a pagar de los agentes para evitar un racionamiento. En particular los autores realizan dos preguntas del tipo: ¿Estaría dispuesto a pagar X precio para aumentar las reservas de gas del país de un 11% a un 20%?, después realizan la siguiente pregunta de la siguiente manera (con Y>0):

- Si el agente respondió si en la anterior pregunta: ¿Estaría dispuesto a pagar X+Y precio para aumentar las reservas de gas del país de un 11% a un 20%?
- Si el agente respondió no en la anterior pregunta: ¿Estaría dispuesto a pagar X-Y precio para aumentar las reservas de gas del país de un 11% a un 20%?

Así, con las respuestas bajo diferentes rangos de precios, encuentran la distribución de disposiciones a pagar por aumentar las reservas de gas. Finalmente, determinan la disposición a pagar de los hogares anualmente para que en caso de racionamiento de gas se tengan reservas para 75 días (20 % de reserva de gas) en vez de 30 días (11 % de reserva de gas). La disposición a pagar que hallaron es de 8.68 USD para el 58% de la población y cerca del 42% restante tenían una disposición a pagar de 0 USD.

Tabla 1: Resumen literatura costos de racionamiento

Titulo	Costo de Falla Residencial en Chile	The cost of natural gas shortages in Ireland	The Public's willigness to pay for securing a reliable natural gas supply in Korea	The Effect of Natural Gas Shortage on the Mexican Economy	Estudio Econometría
Autores y año	(Benavente, Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005)	(Leahy, Devit, & Lyons, 2012)	(Jang, 2014)	(Alcaraz & Sergio, 2017)	(Econometría, 2015)
País	Chile	Irlanda	Korea del Sur	México	Colombia
Objetivo	Calcular costos de racionamiento de GN de corto y largo plazo.	Calcular costos de racionamiento.	Calcular Costos de Racionamiento	Calcular costos de racionamiento.	Calcular costos de racionamiento energía eléctrica y gas natural
Valor Costo	**Corto plazo** racionamiento 10%: en un mes de 127$/Kwh corte abrupto: 388$/Kwh **Largo plazo** racionamiento 10%: en 3 meses 88,6$/Kwh corte abrupto: 207$/Kwh	El costo de un día de racionamiento es de 850 millones de euros o 45% del valor agregado, si primero es racionado el sector residencial.	La disposición que tienen los hogares para aumentar las reservas de gas a 20% y por lo tanto evitar un mayor racionamiento de gas es de 8.68 USD.	Incremento del 10% de racionamiento reduce la producción manufacturera en 0.32%. En el segundo trimestre de 2013 el racionamiento de gas reduce el crecimiento del PIB en 0.28	Entre $415 y $1781 por metro cúbico dependiendo del porcentaje a racionar 1% - 15%, respectivamente.
Periodo tiempo (t)	Anual (1995-2001)	Diario (2005-2020)	Mayo del 2013	Mensual (2010-2013)	Anual (2012)
Metodologías Utilizada	**Costo eficiente (Programado)** Costo de falla promedio. Calculo por medio de variación equivalente y variación compensatoria. **Costo Corte Suministro (No Programado)** Perdida en el excedente del consumidor.	Casos para racionar gas **Sector eléctrico:** costo racionamiento **Residencial:** Perdida en el excedente del consumidor. **Productores de gas:** Perdida en el excedente del productor. **Caso Ingreso Gobierno:** Perdida por impuestos no recaudados.	Realizan un modelo de evaluación contingente con dos preguntas de la disposición a pagar para aumentar las reservas de 11% A 20% de gas natural. En diferentes rangos de precios (0-10 USD)	Estiman panel de datos de efectos fijos por regiones y Método de Momentos, GMM donde la variable dependiente es el índice del nivel de producción manufacturera y la independiente, el indicador del porcentaje de racionamiento mensual.	Valoración contingente mediante encuestas. Curvas de carga para magnitud de racionamiento. Eficiencia racionamiento mediante desplazamiento del consumo. Efectos macroeconómicos con matriz insumo producto.

Continuación Tabla 1: Resumen literatura costos de racionamiento

Titulo	Costo de Falla Residencial en Chile	The cost of natural gas shortages in Ireland	The Public's willigness to pay for securing a reliable natural gas supply in Korea	The Effect of Natural Gas Shortage on the Mexican Economy	Estudio Econometría
Supuestos	Elasticidad Ingreso debe ser menor que uno. Calculan costos medios para encontrar perdida de bienestar de la demanda. Costo de falla por cortes asume una demanda lineal	No miran costos de cascada, esto como se ven afectados otros sectores debido al racionamiento de gas natural.	Los encuestados conocen su función de utilidad y la función de utilidad indirecta es una función basada en ingreso y las características del individuo.	Los patrones de consumo son parecidos entre estados. PIB e índice de producción manufacturera tienen la misma tendencia.	Asumen preferencias similares para consumidores y calculan el costo de racionamiento como el valor de indiferencia entre racionar y no racionar pagando un valor mayor.
Resultados	A mayor valor de la elasticidad, menor el costo de falla. Resultado acorde con la teoría. Costo por cortes es decreciente en la duración de este debido a los ajustes de los agentes. Costos de falla son proporcionales al precio de la energía. Costo de falla no depende del ingreso.	**Electricidad;** El costo de electricidad depende del tiempo, año y quien es racionado primero. **Consumidores y productores** El costo es mayor en invierno por la fuerte dependencia a la calefacción. El costo es mayor en 2020-2, por que se espera que el uso de gas aumente**.**	Cerca de los 1000 Encuestados, 42% de los respondedores reportaron no tener una disposición a pagar (0 USD). Las personas que poseen más educación, mayor ingreso e interés en la energía tiene una mayor disposición a aceptar un precio mayor.	El efecto más negativo fue encontrado en el segundo trimestre de 2013, la tasa en ese trimestre fue aproximadamente dos tercios de lo que pudo haber sido en la ausencia de racionamiento	El costo es sensible al limite máximo a horas a racionar a la semana. Costo elevado en sectores que no cuentan con respaldo.

Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural

(Econometría, 2015)

El estudio realizado por la firma de consultoría Econometría S.A. utiliza una metodología que tiene en cuenta los siguientes factores: costos de interrupción, curvas de carga y efectos macroeconómicos.

Para calcular los costos de interrupción, que miden la perdida en el bienestar de los consumidores ante un racionamiento, utilizan una metodología de valoración contingente mediante la elaboración de encuestas a consumidores residenciales y no residenciales de energía eléctrica y gas natural. Dentro de la encuesta, se realizan preguntas sobre las disposiciones a pagar para contar con la garantía de no interrupción de ambos servicios. Para el gas natural se encontró una disposición a pagar media de $529 por evitar un día de interrupción para el sector residencial y de $2,29 por evitar un día de interrupción para el sector no residencial.

Adicional a lo anterior, el estudio realizó un análisis de curvas de carga que identifican la intensidad del consumo de energía eléctrica y gas natural por franjas diarias y por sector. Lo anterior con el propósito de medir la magnitud del racionamiento dependiendo del día y del sector a racionar. Con base en las curvas de carga, el costo de interrupción y la efectividad del racionamiento, qué tanto se puede desplazar el consumo los consumidores, el estudio calcula el costo de racionamiento para diferentes porcentajes de ahorro energético. Para el caso del gas natural se obtuvieron unos costos de racionamiento por metro cúbico entre $415 y $1781 dependiendo del porcentaje a racionar 1% - 15%, respectivamente.

Por otro lado, la consultora realiza una aproximación de los efectos de un racionamiento de gas en el sector termoeléctrico. En este ejercicio suponen que los generadores térmicos pueden sustituir su consumo de GN por algún otro combustible. Luego el generador deberá pagar un sobrecosto por cuenta de sustituir el combustible que usa por un combustible líquido. Así, el generador deberá pagar el precio de este combustible y la logística requerida para tenerlo a disposición. Además, tendrá otros costos asociados a factores administrativos, técnicos, de mantenimiento y operación al llevar a cabo esta sustitución. Los datos que se utilizan son:

1. Consumo de energía necesario para generar con GN y con su sustituto ($QE_{Gas}\ y\ QE_{Sustituto}$).
2. Costo de generación por unidad de energía y por hora con GN y su sustituto en términos de la energía necesaria para producir ($C_{Gas}\ y\ C_{Sustituto}$).
3. Costo de las inversiones logísticas requeridas para tener a disposición el combustible sustituto durante el tiempo que dure el racionamiento (I).
4. Costo de AOM (administración, operación y mantenimiento) por hora del GN y el combustible sustituto ($AOM_{Gas}\ y\ AOM_{Sustituto}$).

Si además de lo anterior se supone que el racionamiento tiene una duración de h horas, con la información disponible es posible calcular un sobrecosto de la forma:

$$Costo_{Gas} = AOM_{Gas} + QE_{Gas} * C_{Gas} \quad (1)$$

$$Costo_{Sustituto} = AOM_{Sustituto} + QE_{Sustituto} * C_{Sustituto} + (I/h) \quad (2)$$

$$Sobrecosto = Costo_{Sustituto} - Costo_{Gas} \quad (3)$$

Finalmente, el estudio realiza un análisis de efectos macroeconómicos donde, mediante el uso de la matriz insumo producto, cuantifica el costo económico sobre los otros sectores de la economía en el país, producto de un racionamiento en el gas natural. Encuentra un efecto multiplicador debido a un racionamiento en los sectores productivos entre 1,7 y 2,25.

El costo de falla residencial en Chile: Una estimación usando la curva de demanda.

(Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005)

Los autores estiman el costo de racionamiento de la energía eléctrica en los hogares en el Sistema Interconectado de Chile (SIC). Para esto, basándose en la teoría microeconómica, estiman la disposición a pagar por la energía racionada. Esta estimación la realizan de dos formas:

1. Un costo de racionamiento eficiente, donde el usuario raciona los consumos de energía menos valiosos.
2. Un costo de cortes de suministro, donde el usuario debido a un corte inesperado no puede elegir dejar consumir la energía que le genera menos utilidad.

El costo eficiente lo estiman mediante variación compensatoria y variación equivalente. El primer método determina cuanto deberían pagarle al usuario por la cantidad de energía que se le raciono y volver al nivel de bienestar que tenía antes de ser racionado. Por otro lado, el método de variación equivalente determina el monto que el hogar estaría dispuesto a pagar para que le devolvieran la energía racionada y quedar indiferente.

Para el costo de racionamiento por cortes, se asume una función lineal de la demanda de gas, de tal manera que sea posible estimar el excedente total del consumidor. Lo anterior se realiza encontrando la máxima disponibilidad a pagar de la demanda (el precio de corte con el eje Y, véase Gráfica 2). Los autores eligen esta especificación ya que de otra manera no se garantiza que exista un corte con el eje Y y, por lo tanto, puede darse el caso que sea imposible estimar el excedente del consumidor.

Al aplicar estas metodologías al caso de Chile, de manera general determinan que, a mayor valor de la elasticidad, menor el costo de falla. Este fenómeno concuerda con la teoría puesto los consumidores están menos dispuestos a consumir cuando el precio aumenta y también determinan que el costo por cortes es decreciente en duración, debido a que los usuarios pueden ajustar su consumo entre más tiempo pasa. Finalmente, encontraron que el costo de racionamiento por cortes es mayor al costo eficiente y la brecha entre estos es significativa.

The cost of natural gas shortages in Ireland

(Leahy, Devit, & Lyons, 2012)

Irlanda depende del suministro del gas natural en dos maneras: El uso de gas para la generación de energía eléctrica y los otros usos de gas en los sectores restantes: residencial, comercial, industrial y gobierno. Con esto, los autores plantean un costo de los efectos de racionamiento de gas en la producción de energía eléctrica y un costo directo de racionar el gas a los demás sectores.

Los autores utilizan un modelo de despacho de energía eléctrica para calcular el efecto del costo de racionamiento de gas sobre la producción de este bien de tal manera que se estime el número y magnitudes de racionamiento de electricidad. El modelo de despacho balancea la oferta y la demanda cada media hora. Los autores proponen que el costo de electricidad puede suceder de dos maneras. En la primera se racionan los sectores en proporción a su consumo de electricidad y en la segunda forma se racionan completamente en orden de menor a mayor según la proporción del valor agregado sobre la economía. Dado que en el caso de los hogares no se puede medir el valor agregado producido tomaran el costo de racionamiento de electricidad como el consumo en tiempo de ocio de los hogares.

Para calcular el costo de racionamiento de gas en el caso residencial, primero estiman la elasticidad precio-demanda del gas natural y luego con la cantidad demandada y el precio de venta de gas natural en cierto tiempo (día/semana/mes) calculan el costo de racionamiento con el excedente del consumidor. Para los productores de gas natural calculan el excedente del productor como los ingresos menos los costos de producción con el precio al por menor. Para el caso comercial e industrial determinan el costo de racionamiento como el valor agregado del sector dividido sobre la cantidad demandada de gas.

Para el caso del gobierno toman el costo de racionamiento como los impuestos dejados de percibir por el consumo de gas y electricidad de los diferentes sectores que corresponde a un 16% de la venta de gas y electricidad. Finalmente, los autores determinan que el costo de racionamiento de electricidad depende del tiempo en que se raciona, el año y también depende de quién es racionado primero, donde en orden de preferencia es mejor racionar de ultimo a los hogares. Así también, concluyen que el costo de racionamiento de gas es mayor en invierno para consumidores y productores.

The effect of natural gas shortage on the Mexican economy

(Alcaraz & Sergio, 2017)

En México entre el año 2012 y 2013, surgió como medida para solventar el aumento de la demanda de gas y la baja capacidad de la infraestructura de transporte, un racionamiento de gas. Una de las razones detrás de este hecho que la mayor parte del gas consumido era importada de Estados Unidos. Así, al combinarse estos factores, se creó un programa de racionamiento donde cada sector debía dejar cierto porcentaje de su consumo.

El objetivo del trabajo era analizar como el racionamiento de gas afectó el crecimiento del PIB y a la industria manufacturera en esta época. Para esto decidieron estimar econométricamente la relación que existía entre el racionamiento mensual y el índice de producción manufacturera. Para realizar la estimación utilizan un panel de datos y dos metodologías econométricas para contrastar: Un modelo de efectos fijos por región y un modelo con estimación por el método de momentos en 1 y 2 pasos (GMM). A saber, la variable dependiente es el índice de producción manufacturero y las independientes son el racionamiento de gas natural y el índice de producción industrial de Estados Unidos.

Como conclusión, los autores encontraron que el efecto más negativo para la economía mexicana fue en el segundo trimestre de 2013. Para hallar esto relacionaron el efecto del índice de producción manufacturero con la tasa de crecimiento del PIB y encontraron que con racionamiento esta fue 2/3 de la tasa sin racionamiento.

Estimación del costo de racionamiento para el sector eléctrico Peruano.

(OSINERGMIN, 2012)
El documento es un trabajo realizado en 2012 por la oficina de estudios económicos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería en Perú. En este, se busca realizar un cálculo de los costos de los cortes programados que se cargan a los distintos agentes del país. Para realizar este cálculo, los autores reconocen que el costo de los cortes depende del usuario, la duración, el momento en el que se realizan, la frecuencia con la que se dan, etc., y con ello plantean distintas metodologías. Así, en este trabajo se diferencian entre dos tipos de usuarios relevantes:

- Residenciales.
- No residenciales y libres.

Para plantear la metodología a utilizar, los autores definen el costo de corte según la regulación peruana como “el costo promedio incurrido por los usuarios al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas”. Para el caso de los usuarios residenciales, se supone que no tienen acceso a una fuente de generación alternativa y por ello, la única forma en la cual ‘pueden’ evitar el corte es pagando. Así, al aplicar una encuesta a estos agentes se hallan las disponibilidades a pagar de los usuarios por evitar un corte eléctrico y utilizando las curvas de carga del sistema revisan cómo se puede trasladar el consumo en el tiempo. Con todo lo anterior, se realiza una aproximación al costo de corte según sea la capacidad de mover consumo en el tiempo y los distintos escenarios de cortes.

Por otro lado, para el caso de los usuarios no residenciales se toman los datos de encuestas realizadas que incluyen preguntas sobre el costo que pagaron por sustituir la energía a racionar o el costo de la autogeneración. En este sentido, se tomaron los valores reportados por los agentes como el costo del racionamiento programado. Entonces, con el fin de aplicar la definición del costo de corte los autores ponderan, por tamaño del consumo, los costos que encontraron por agente en el caso residencial y no residencial. Con ello, obtienen un costo ponderado de lo que sería un racionamiento programado.

Finalmente, cabe aclarar que en el caso peruano existe una lista de prioridades entre los agentes a la hora de quitarles el servicio eléctrico. Así, los usuarios que más consumen y que pertenecen a ciertos sectores productivos son los primeros a quienes se les suspende el servicio de ser necesario, mientras que los usuarios residenciales son los últimos. Dicho esto, los autores consideran que la ponderación por participación en el consumo tiene en cuenta la vulnerabilidad de ciertos agentes al tener la menor prioridad.

En resumen, el trabajo expuesto nos sirve como una herramienta para poder entender las metodologías directas más utilizadas en el cálculo de costos de racionamiento de energía. Además, nos hace caer en cuenta que los usuarios son racionados según un orden de prioridad y que los modelos que proponemos tienen como supuesto básico un tipo de racionamiento. Por último, el documento plantea una serie de metodologías que pueden ser utilizadas por la UPME, al final del trabajo, para contrastar los resultados obtenidos en el ejercicio que se realizará y estudios previos.

Más allá del diésel: comparación entre la movilidad eléctrica y a GNV en el transporte público colectivo de pasajeros en áreas urbanas.

(Económica, 2019)
El sector de transporte público en Colombia requiere del uso de combustibles para transportar usuarios, como lo son: el gas natural (GNV), la energía eléctrica y el diésel. Elegir un combustible en particular acarrea analizar diferentes tipos de costos: costos de mantenimiento, costos de capital, costos operativos y externalidades ambientales. Los autores pretenden evaluar qué tipo de combustible es más barato teniendo en cuenta estos diferentes tipos de costos. Para ello, realizan un análisis de sensibilidad1, es decir, comparan a través de indicadores financieros, tarifarios y ambientales si es mejor que las flotas de buses de transporte público operen con diésel, GNV o energía eléctrica. El análisis contempla un horizonte de 12 años consistente con la vida útil de los buses.

Los autores estudian cada tipo de costo de manera individual. En primer lugar, el costo de mantenimiento de diésel es estimado como el costo de manutención promedio por kilómetro recorrido. Estos datos fueron proveídos por una compañía de flota que llevo un ejercicio detallado de ciclos de mantenimiento preventivo y correctivo del uso de vida de los vehículos. El costo de mantenimiento de GNV se toma como un promedio del precio de combustible y para energía eléctrica se toma como referente el costo unitario de utilizar energía a nivel de tensión 2 en el mercado eléctrico. En segundo lugar, el costo financiero se determinó como los valores presentes de los gastos operacionales (CAPEX) y de capital (OPEX), esto en términos de costo total por kilómetro. En tercer lugar, el costo ambiental se estimó como el valor económico del daño ambiental utilizando el valor reportado por la secretaria de ambiente de Bogotá en 2010.

1 También conocido como análisis hipotético.

En síntesis, se suman los diferentes tipos de costos para determinar que combustible es mejor. Los autores determinan que el costo total por kilómetro de diésel se encuentra en un rango de 2100-4000$/Km, el de GNV en un rango de 2000-3600$/Km, y de energía eléctrica en un rango de 2300-4500$/Km. Con esto, es posible estimar el costo de sustituir un combustible por otro tipo de combustible en el transporte público de Colombia, que no es más que el diferencial de estos costos. Cabe resaltar, que el combustible menos costoso es el gas natural vehicular. Ahora bien, a pesar de lo anterior, los autores también analizan el caso de que, si los vehículos recorrieran más kilómetros en sus recorridos, en el largo plazo, la mejor opción es emplear vehículos eléctricos, ya que su costosa inversión se vería bien retribuida.

2.2 Estimación de la demanda

La Tabla 2 resume la literatura de metodologías revisadas sobre estimación de la demanda. Esta revisión se enfoca básicamente en metodologías utilizadas para estimar demandas de servicios de energía y gas, y corregir problemas típicos de estimación. En particular, se presentan los trabajos de (Baker & Blundell, 1991), (Rodriguez & Goncalves, 2019), (Asche, Nilsen, & Tveteras, 2008) y (Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005).

2.2.1 Resumen de la literatura.

The micro econometric approach to modeling energy demand: some results for UK households

(Baker & Blundell, 1991)
Los autores estudian la demanda de energía de los hogares en Gran Bretaña utilizando dos modelos. Primero estiman el gasto en energía (electricidad o gas) con un modelo ideal de demanda de Deaton and Muellbauer (Deaton & Muellbaur, 1980). Este método examina los gastos de energía como proporción del ingreso de los agentes y como esta proporción depende del precio de la energía (electricidad o gas). En segundo lugar, modelan la probabilidad de poseer un bien durable que utilice electricidad, de manera especifica si deciden invertir en calefacción a gas.

Tabla 2: Resumen literatura estimación de demanda

	(Benavente, Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005)	(Baker & Blundell, 1991)	(Rodrigues & Goncalves, 2020)	(Nielsen, Asche & Tveteras; 2005)
País	Chile	Reino Unido	Brazil	12 países de la UE
Variables de interés	Dependiente: venta mensual de energía per cápita en kWh. Independientes: precio energía, ingreso (Índice Mensual de Actividad Económica), precio de sustitutos (GLP en m3).	**Modelo 1 (Gasto Energía):** Dependiente: Proporción de gasto en energía sobre ingreso. Independientes: Ingreso, precios combustibles, precio carbón, controles	**Modelo (Estático y Dinámico)** Dependiente: Consumo per-cápita LPG. Independientes: Ingreso Hogar, Precio LPG, Precio Comida (sin cocinar), tasa de empleo.	Dependiente: Consumo GN residencial. Independientes: precio GN residencial, precios combustibles líquidos, precio energía, ingreso per cápita, clima.
Resultado de interés (objetivo)	Estimar elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazo.	Estimar elasticidades precio de la demanda propia y cruzadas.	Estimar elasticidades precio de la demanda.	Estimar elasticidades precio de la demanda propia, cruzadas y de ingreso
Desagregación (i)	Distribuidoras por región	Región, Hogares, Cohortes	Región (Estados)	País (UE)
Periodo tiempo (t)	Anual y mensual (1995-2001)	Anual (1972-1988)	Anual (2012-2008)	Anual (1978-2002)
Metodologías implementadas	**Modelo:** Panel con variable dependiente rezagada. **Estimación:** Para especificar los rezagos se comparan los estimadores de MCO, Arellano-Bond e intragrupos (usado para calcular elasticidades).	Panel de datos estimado con variables dummy (categóricas 0,1).	Panel datos de efectos fijos. Panel dinámico con estimación de GMM (Método de Momentos) de un paso y dos pasos.	Modelo autorregresivo (AR).

Al primer modelo lo autores no se refieren explícitamente, pero se puede entender que utilizaron un panel de datos con Grouped OLS. La variable dependiente es la proporción de gasto de energía (Gas o Electricidad) sobre el ingreso y como explicativas toman las variables: ingreso, precios de combustibles sustitutos, temperatura, tamaño de la casa, número de habitaciones y edad de la cabeza de hogar, y en agregan efectos fijos por región. El segundo modelo es de elección discreta y se divide en dos pasos: El primer paso consiste en ver si el agente decide tener o no central de calefacción. El segundo consiste en ver la decisión de tener un sistema de calefacción a gas o no. En este caso se utilizan las mismas variables independientes. Finalmente, los autores concluyen que la elasticidad de la demanda de energía eléctrica es significativa y tiene gran variación a través a lo largo de la muestra. Así mismo consideran los grupos de edades tienen efectos significativos sobre la decisión invertir o no calefacción.

Household demand for LPG in Brazilian states

(Rodriguez & Goncalves, 2019)
En Brasil, la mayoría de los servicios de energía (cocción, calefacción, etc.) de los hogares depende de GLP. Para determinar la demanda de GLP en los estados brasileros, los autores proponen un modelo de panel estático y dinámico (rezago de la variable dependiente) con el fin de determinar la demanda de GLP en las regiones de Brazil. Como variable dependiente utilizan en los modelos, utilizan el consumo per-cápita de GLP y como variables independientes el ingreso del hogar, el precio de GLP, el precio de comida sin cocinar, la tasa de desempleo y la temperatura promedio mensual en una zona geográfica.

El modelo estático es calculado con efectos fijo por Estado, mientras que el panel dinámico es estimando con el de método de momentos (GMM), de un paso y dos pasos. Como resultados generales, la demanda de GLP es inelástica en el corto plazo, mientras en el largo plazo los hogares son más sensibles a cambios en el precio. Además, la demanda no cambia cuando se mantienen los precios de los distribuidores de gas, pero si sucede que a mayor ingreso disponible disminuye la sensibilidad a cambios de precios de comida. Finalmente, las familias utilizan menos energía para cocinar cuando a la temperatura del día es mayor y se encontró que el precio de la comida sin cocción disminuye el consumo de GLP.

Natural gas demand in the European household sector

(Asche, Nilsen, & Tveteras, 2008)
En este documento se contrastan distintas metodologías de estimación de la demanda de gas natural. Al realizar esta tarea, los autores dan una noción al lector de las estrategias que mejor se ajustan al objetivo de estimar esta demanda con sus defectos y fortalezas. Usando estos modelos, estiman la elasticidad de la demanda de gas natural a los precios propios y de otros combustibles que lo pueden sustituir en el uso del hogar.

Puntualmente, el estudio contrasta los resultados y ajuste de modelos de datos panel, con efectos homogéneos y heterogéneos, a los datos de consumo y precios de gas natural, y sus sustitutos. El estudio se realiza con datos de 12 países europeos durante el periodo 1978-2002. Los datos incluyen, entre otros, la estacionalidad y temperatura registrada en el país, así como una serie de recomendaciones para realizar correcciones a los modelos y evitar sesgos en los parámetros.

De la comparación enunciada se resalta que los modelos con mejor ajuste fueron los modelos con efectos fijos y aquellos que incluyen reducción de dimensión. Por otro lado, se muestra que muchos modelos del mismo tipo no presentaron cambios estructurales significativos entre países o sus parámetros son muy sensibles a cambios en los datos. Finalmente, para los modelos más robustos a todos los problemas presentados y que tuvieron el mejor desempeño dentro de este grupo, se reportaron las elasticidades precio de la demanda y precio cruzada de la demanda para los 12 países.

Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: El consumo es sensible al Precio

(Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005)
Los autores estiman la elasticidad de la demanda de energía eléctrica en Chile desde enero de 1995 hasta diciembre de 2001. Para esto, utilizan modelos de paneles dinámicos como lo son Blundell-Bond, Arellano-Bond y el llamado por los autores “Intragrupo”.

El objetivo es poder estimar elasticidades precio demanda de corto plazo (un mes) y también de largo plazo (1 año). De esta manera, quieren capturar el efecto que tienen los hogares al ajustar su consumo dependiendo del periodo de tiempo de racionamiento.

Se encuentra que, en el corto plazo, el consumo no se ajusta instantáneamente, mientras en el largo plazo existe un mayor rango de ajuste y por lo tanto la demanda de electricidad es más sensible a cambios en el precio. Además, se encuentra que la elasticidad precio demanda de corto plazo es de – 0.05%, mientras la de largo plazo es de – 0.39%. En ambos casos se aprecia que los consumidores cambian muy poco su consumo frente a cambios en el precio. Sin embargo, es una magnitud suficiente para manejar la escasez de energía en Chile.

3 Modelo teórico para el cálculo del costo de interrupción.

De acuerdo con las metodologías resumidas, sobre el cálculo de los costos de racionamiento en la sección anterior, es posible identificar dos formas de realizar esta estimación. En primer lugar, se encuentran metodologías como las realizadas por (Econometría, 2015), (Jang, 2014) y (OSINERGMIN, 2012), las cuales hacen uso de encuestas para estimar la valoración contingente de los consumidores (i.e., disponibilidad a pagar para que el servicio no sea racionado), y de esta manera calcular el costo de racionamiento del bien o servicio analizado. En segundo lugar, se encuentran las metodologías como las utilizadas por (Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005) y (Leahy, Devit, & Lyons, 2012), las cuales hacen uso de la estimación de elasticidades de las curvas de demanda del mercado y con estas calcular el costo de racionamiento del bien o servicio en consideración.

En este estudio se propone utilizar las metodologías basadas en la estimación de la curva de demanda por dos razones fundamentales: (1) Como el resto del documento lo demuestra, actualmente en Colombia se tiene los suficientes datos en cantidad y calidad para hacer estimaciones razonables de estas demandas por lo menos para el caso de GN y aproximadamente para el GLP y (2). Los estudios basados en valoración contingente son muy costosos y como cualquier metodología, también tiene problemas, es difícil actualizarlos y no es claro que arrojen resultados más realistas que los que se presentan en este estudio. En efecto, los resultados que aquí se reportan usando la estimación demanda y los datos existentes en repositorios públicos o de accesos a la UPME, no son muy distintos a las estimaciones realizadas en el pasado usando valoración consistente (Econometría, 2015).

En esta sección se plantean los modelos teóricos a seguir para calcular el costo de racionamiento e interrupción del servicio de gas tanto para el mercado residencial como el no residencial. Se asume como costo de racionamiento o interrupción, la pérdida de bienestar que experimenta un consumidor ante un racionamiento o indisponibilidad del suministro y se mide como la disposición a pagar de un determinado tipo de usuario, revelada por su consumo observado, para no enfrentar un corte en un momento dado.

3.1 Racionamiento sector residencial

El racionamiento en el mercado de gas residencial genera pérdidas en el bienestar de los consumidores. De acuerdo con el tipo de racionamiento realizado, programado o no programado, las perdidas en el bienestar de los consumidores pueden ser diferentes. De este modo, se analizan dos tipos de racionamiento dentro del mercado de GN o GLP. En el primer caso, se asume un racionamiento programado, donde se raciona una fracción $\delta \in (0,1)$ de la demanda total de gas. En el segundo caso, se asume un corte no programado donde se raciona la totalidad de la demanda de gas.

A continuación, se explican con mayor detalle cada uno de los tipos de racionamiento para el sector residencial.

Racionamiento programado

En este caso se asume, que el racionamiento se realiza de manera programada en una fracción ($\delta \in (0,1)$) de la cantidad demandada de gas en el mercado. Debido a que este corte se realiza de manera programada, se asume que los consumidores actúan de forma eficiente y se ajustan a las nuevas condiciones maximizando su función de utilidad. En este sentido, la teoría económica, sugiere estimar la perdida en el bienestar del consumidor debido al racionamiento de dos formas posibles: variación equivalente o variación compensada.

La variación equivalente (VE) mide en términos monetarios la cantidad que el consumidor está dispuesto a pagar para evitar una interrupción y la variación compensada (VC) mide la cantidad a transferir al consumidor para compensar la interrupción del producto o servicio. De acuerdo con la forma en que se calculan dichas variaciones se tiene que, $VC > VE$ y de manera general se utiliza $VE2$ para estimar el costo de interrupción.

Una aproximación al cálculo de las dos medidas anteriores es el cambio en el excedente del consumidor (ΔEC), el cual mide la perdida en el bienestar del consumidor ante cambios en los precios, y se estima teniendo en cuenta la elasticidad de la curva de demanda. De manera general se tiene que $VC > \Delta EC > VE$, y la diferencia entre estas tres medidas se hace cada vez más pequeña a medida que la demanda dependa menos del ingreso de los consumidores (Jehle & Reny, 2001).

Siguiendo la metodología implementada por (Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005) es posible calcular el costo de interrupción como la perdida en el bienestar del consumidor. Para lo anterior, en primer lugar, se asume una demanda de gas de la forma:

$$ln(g) = ln(\alpha) + \sum_{i=1}^{n} \beta_i ln(X_i) + \eta ln(P) \qquad (4)$$

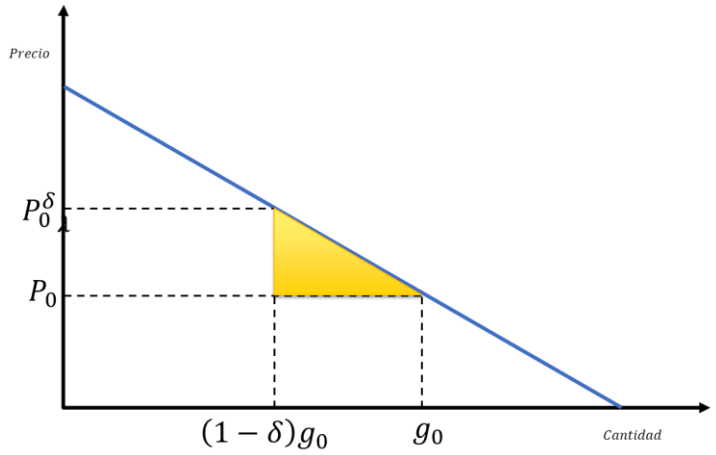
2 Este tipo de metodología fue la utilizada por (Econometría, 2015) para el cálculo de la variación contingente por medio de encuestas a los hogares y empresas usuarios de energía eléctrica y gas natural. Es una estrategia estándar en la literatura. La diferencia radica en la forma como se estima la disponibilidad a pagar. En el caso de (Econometría, 2015) se utilizando encuestas, en el caso de este estudio se especifica una función de demanda y se estima con los datos observados de consumo.

Donde g es la cantidad demanda de gas, P es el precio del gas y X_i son variables exógenas que influyen en la demanda de gas y n el número de estas variables. Ahora, de manera compacta sea $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)^T$ el vector de variables exógenas y $ln(X) = (ln(X_1), \dots, ln(X_n))^T$ el vector que contiene los logaritmos naturales de dichas variables. Finalmente, denote como $\beta = (\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n)^T$ al vector de coeficientes que acompañan a los $ln(X_i)$. Así, la ecuación (4) se puede reescribir como:

$$g = \alpha P^{\eta} e^{\beta^T ln(X)} \tag{5}$$

Asumiendo un racionamiento en una fracción, δ con $\delta \in (0,1)$, de la demanda de gas y unas cantidades iniciales de g_0, se obtiene que $g_0^{\delta} = (1-\delta)g$, donde g_0^{δ} es el consumo de gas con racionamiento. Sea P_0^{δ} el precio al que se demandaría las cantidades racionadas g_0^{δ}. La Gráfica 1 muestra la curva de demanda de gas y las variables antes mencionadas.

Gráfica 1: Costo racionamiento programado



El costo de racionamiento es calculado inicialmente como el cambio en el excedente del consumidor, asumiendo que el precio del gas cambió entre P_0 y P_0^{δ}. Sin embargo, de acuerdo con (Serra, Benavente, Galetovic, & Sanhueza, 2005) este efecto se encuentra sobreestimado, y la perdida en el bienestar del consumidor no es exactamente el cambio en el excedente del consumidor, ya que el consumo de gas se sigue cobrando al precio P_0. De este modo, la caída en el bienestar del consumidor se denota como el área amarilla en la Gráfica 1 y se calcula como:

$$\Delta B^{\delta} = \int_{P_0}^{P_0(1-\delta)^{1/\eta}} (\alpha P^{\eta} e^{\beta^T ln(X)}) dP - (P_0^{\delta} - P_0) g_0^{\delta} \tag{6}$$

Donde, de acuerdo con la ecuación (5) y con $g_0^{\delta} = (1-\delta)g_0$ se obtiene que $P_0^{\delta} = P_0(1-\delta)^{1/\eta}$. Realizando la integral de la ecuación (6), obtenemos que la perdida en el bienestar del consumidor es:

$$\Delta B^{\delta} = -P_0 g_0 \left[\frac{\eta}{\eta+1}\left((1-\delta)^{(\eta+1)/\eta} - 1\right) + \delta\right] \quad (7)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (7), es posible calcular el costo medio de interrupción, que mide el costo por unidad de medida racionada de gas y se calcula como:

$$CIMe = \frac{\Delta B^{\delta}}{\delta g_0} = -P_0 \left[\frac{\eta}{\delta(\eta+1)}\left((1-\delta)^{(\eta+1)/\eta} - 1\right) + 1\right] \quad (8)$$

En ese orden de ideas, el $CIMe$ en la ecuación (8) mide el costo de interrupción por unidad para el consumidor. Finalmente, para calcular el costo medio de racionamiento, se incluye el costo para las empresas proveedoras del servicio de gas que dejan de percibir ingresos por $P_0 \delta g_0$. Luego el costo social por unidad de racionamiento para el tipo de mercado analizado se define como:

$$CRMe = P_0 + CIMe \quad (9)$$

Donde $CRMe$ es el costo de racionamiento por unidad para la sociedad y mide la perdida de bienestar en la sociedad.

Fallos por corte de gas (Racionamiento del 100%)

Para los racionamientos no programados, se sigue de igual forma la metodología implementada por (Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005) y se asume como costo de interrupción la pérdida total del excedente del consumidor. Para lo anterior, se construye una curva de demanda lineal de la forma:

$$g = g_0 + \hat{\eta}(P - P_0) \quad (10)$$

Donde P_0 y g_0 son respectivamente el precio y el consumo de gas actual, y $\hat{\eta} = \eta\, g_0/P_0$ donde η es la elasticidad de la demanda de la ecuación anterior. La Gráfica 2 muestra la curva de demanda lineal y el costo total de racionamiento no programado (área amarilla).

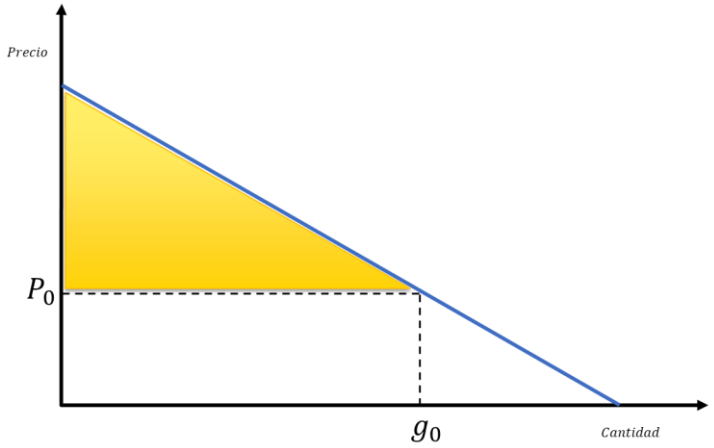
Con la demanda lineal de la ecuación (10) es posible calcular el precio máximo de reserva como $\bar{P} = P_0 \frac{\eta-1}{\eta}$ y la perdida en el excedente del consumidor será:

$$\Delta EC = \frac{g_0(\bar{P} - P_0)}{2} = -\frac{g_0 P_0}{2\eta} \quad (11)$$

Por último, es posible calcular el costo medio de interrupción como:

$$CIMe = \frac{\Delta EC}{g_0} = -\frac{P_0}{2\eta} \quad (12)$$

Gráfica 2: Costo de racionamiento no programado



Finalmente, para calcular el costo medio de racionamiento, se calcula el costo social para el tipo de mercado analizado obteniendo:

$$CRMe = P_0 + CIMe \quad (13)$$

Donde $CRMe$ es el costo de racionamiento por unidad para la sociedad y mide la perdida de bienestar en la sociedad.

3.2 Racionamiento sector no residencial

De manera similar al sector residencial el cálculo de los costos de racionamiento de gas no residencial depende de si estos son programados o no programados. En el primer caso, se asume un racionamiento programado, donde se raciona una fracción $\delta \in (0,1)$ de la demanda total de gas. En el segundo caso, se asume un corte no programado donde se raciona la totalidad de la demanda de gas.

Racionamiento programado

Para las empresas se tiene una función de beneficios de la forma:

$$\pi = Y(g) - Pg - CT \tag{14}$$

Donde g es la cantidad consumida de gas, Y es el ingreso de la empresa que depende del consumo de gas, P es el precio del gas natural y CT son otros costos (fijos) de la empresa. La empresa para maximizar sus beneficios sigue la condición de primer orden $\frac{\partial \pi}{\partial g} = 0$ que da como resultado $Img(g) = P$. Donde Img es el ingreso marginal con respecto al consumo de gas. La ecuación anterior es denominada la demanda de gas por parte de la empresa y puede ser descrita de acuerdo con la ecuación (4), de la cual se infiere una demanda del sector no residencial de acuerdo a la ecuación (5).

Asumiendo un racionamiento en una fracción, δ con $\delta \in (0,1)$, de la demanda de gas y unas cantidades iniciales de g_0, se obtiene que $g_0^\delta = (1-\delta)g_0$, donde g_0^δ es el consumo de gas realizado con el racionamiento. Sea P_0^δ el precio al que se demandaría las cantidades racionadas g_0^δ. La Gráfica 1 muestra la curva de demanda de gas y las variables antes mencionadas.

En este sentido, el costo de interrupción es calculado como el cambio en el excedente del productor, que es equivalente al cambio en los beneficios y se calcula asumiendo que el precio del gas cambió entre P_0 y P_0^δ. De manera similar al sector residencial, y siguiendo lo encontrado en la ecuación (6), la perdida en el excedente del productor se denota como el área amarilla en la Gráfica 1 y se calcula como:

$$\Delta EP^\delta = \int_{P_0}^{P_0(1-\delta)^{1/\eta}} (\alpha P^\eta e^{\beta^T ln(X)}) dP - (P_0^\delta - P_0) g_0^\delta \tag{15}$$

Realizando la integral en la ecuación (15), obtenemos que la perdida en el excedente del productor es:

$$\Delta EP^\delta = -Pg\left[\frac{\eta}{\eta+1}\left((1-\delta)^{(\eta+1)/\eta} - 1\right) + \delta\right] \tag{16}$$

El costo de interrupción medio es entonces igual al encontrado en la ecuación (12). Al igual que en el sector residencial, el $CIMe$ mide el costo de interrupción por unidad para el consumidor (en este caso las empresas demandantes de gas). Finalmente, para calcular el costo medio de racionamiento, se tiene en cuenta la ecuación (13). Donde $CRMe$ es el costo de racionamiento por unidad para la sociedad y mide la perdida de bienestar de la sociedad.

Fallos por corte de gas (Racionamiento del 100%)

Para los racionamientos no programados, el estudio asume como costo de interrupción la pérdida total en el excedente del productor (cambios en los beneficios). Para lo anterior, se asume una demanda lineal de acuerdo con lo mostrado en la ecuación (10), obteniendo un cambio en el excedente del productor, similar al encontrado en la ecuación (11) para el caso residencial, de la forma:

$$\Delta EP = \frac{g_0(\bar{P} - P_0)}{2} = -\frac{g_0 P_0}{2\eta} \quad (17)$$

Por último, es posible calcular el costo medio de interrupción como:

$$CIMe = \frac{\Delta EP}{g_0} = -\frac{P_0}{2\eta} \quad (18)$$

Finalmente, para calcular el costo medio de racionamiento, se incluye el precio del gas para el tipo de mercado analizado obteniendo:

$$CRMe = P_0 + CIMe \quad (19)$$

Donde $CRMe$ es el costo de racionamiento por unidad para la sociedad y mide la perdida de bienestar en la sociedad.

4 Metodología de estimación de elasticidades.

En esta sección se presenta la metodología utilizada para la estimación de las elasticidades precio de la demanda. De acuerdo con la sección anterior, para el cálculo de los costos de racionamiento, es necesario en primer lugar estimar las elasticidades para cada mercado y de esta manera calcular los diferentes tipos de racionamientos (programados y no programados) que el estudio tiene en cuenta.

Para estimar las elasticidades usaremos la metodología propuesta por (Benavente J. , Galetovic, Sanhueza, & Serra, 2005), que asume un modelo de ajuste parcial para la demanda de energía eléctrica. En este caso se adaptará la metodología para la demanda de GN y de GLP. En primer lugar, de acuerdo con la ecuación (4), se asumen que la demanda ideal de gas viene dada por la función:

$$\ln\left(g_{i,t}^{*}\right) = \alpha + \eta \ln\left(P_{i,t}\right) + \beta_i^T X_{i,t} + \varepsilon_{i,t} \qquad (20)$$

Donde $g_{i,t}^{*}$ es la demanda esperada de gas para i (i.e., a nivel municipal, departamental o región según la unidad de análisis que se escoja) en el periodo de tiempo t, $P_{i,t}$ es el precio del gas para i en el periodo de tiempo t, β_i es un vector de coeficientes que se deben estimar, $X_{i,t}$ es un vector de variables exógenas que afectan la demanda de gas, η es la elasticidad precio de la demanda y $\varepsilon_{i,t}$ es un error idiosincrático.

Para este tipo de mercado se asume que la demanda no se ajusta totalmente de manera inmediata por lo que se plantea una dinámica de ajuste parcial de la forma:

$$\ln\left(g_{i,t}\right) - \ln\left(g_{i,t-1}\right) = \lambda\left(\ln\left(g_{i,t}^{*}\right) - \ln\left(g_{i,t-1}\right)\right) + \xi_{i,t} \qquad (21)$$

Donde $g_{i,t}$ es la demanda observada de gas para la desagregación i en el periodo de tiempo t y λ es la fracción del cambio en la demanda esperada. Despejando $\ln\left(g_{i,t}^{*}\right)$ de la ecuación anterior se obtiene:

$$\ln\left(g_{i,t}^{*}\right) = \frac{1}{\lambda}\left[\ln\left(g_{i,t}\right) - (1-\lambda)\ln\left(g_{i,t-1}\right) - \xi_{i,t}\right] \qquad (22)$$

Reemplazando la demanda esperada de gas en la ecuación (20) se obtiene:

$$\ln\left(g_{i,t}\right) = \lambda\beta_0 + \eta\lambda\ln\left(P_{i,t}\right) + (1-\lambda)\ln\left(g_{i,t-1}\right) + \lambda\beta_i^T X_{i,t} + \lambda\varepsilon_{i,t} - \xi_{i,t} \qquad (23)$$

La ecuación (23) nos muestra entonces los parámetros necesarios a estimar (η y λ) para determinar las elasticidades en el mercado de gas a tener en cuenta. Se sabe que η es la

elasticidad precio de la demanda de gas siguiendo el modelo estándar de demanda mostrado en la ecuación (20), el cual asume que el ajuste de la demanda ante cambios en los precios se realiza de manera inmediata. Por otro lado λ es la fracción de ajuste parcial que asume la metodología propuesta y asume que el ajuste en las cantidades demandadas se realizar de forma parcial ante cambios en los precios.

Dado lo anterior, es posible calcular dos tipos de elasticidades utilizando esta metodología, una de corto plazo y otra de largo plazo. La elasticidad de largo plazo es aquella donde tanto la demanda observada ($g_{i,t}$) y la demanda esperada ($g_{i,t}^{*}$) son iguales, y se calcula con el estimador de η, ya que asume un ajuste total de la demanda en el largo plazo. Por otro lado, la elasticidad de corto plazo, tienen en cuenta el ajuste parcial incluido dentro de la metodología y se calcula con el estimador de $\eta\lambda$. De manera general, se tiene que la elasticidad de corto plazo siempre será menor a la de largo plazo, ya que la primera tiene en cuenta las restricciones de los usuarios a cambiar sus patrones de consumo en el corto plazo ante cambios en los precios

Dado a que en la ecuación (23) la variable dependiente depende de si misma rezagada, métodos de estimación convencionales para datos panel como efectos fijos, generan problemas de endogeneidad y arrojan estimaciones sesgadas (valores diferentes a los esperados). Por lo anterior, es necesario recurrir a modelos de estimación con variables instrumentales con el fin de corregir el problema de endogeneidad.

Para estimar la ecuación (23) se utilizará el método de Blundell-Bond (Blundell & Bond, Initial conditions and moment restirctions in dynamic panel data models, 1998). Esta es una metodología estándar a la hora de estimar paneles dinámicos, esto es, paneles que dependen de la variable dependiente rezagada. El método de estimación resulta además útil bajo los siguientes casos:

1) Se está trabajando con un panel de datos con “T pequeño (dimensión del tiempo) y un N grande (dimensión transversal)”.
2) La relación entre las variables es lineal.
3) Una de las variables explicativas es la variable dependiente rezagada.
4) Las variables explicativas no son estrictamente exógenas, lo cual implica que las variables pueden estar correlacionadas con los errores.
5) El panel de datos tiene efectos fijos.
6) Existe heterocedasticidad y autocorrelación en los individuos, pero no entre ellos.

Ahora, en nuestro problema tenemos un panel de datos con efectos fijos, una de las variables explicativas es la variable dependiente rezagada ($g_{i,t-1}$) y el panel de datos cuenta con un “T pequeño” (T <15) y “N grande” (N >100) (Labra & Torrecillas, 2018). Como se observa, nuestro modelo y datos presentan 3 de los 6 casos en los cuales la metodología de Blundell-Bond es

útil. Debido a esto, es conveniente utilizar este método para estimar correctamente los coeficientes de la ecuación (23).

Por otro lado, el modelo de Blundell Bond es un procedimiento que estima un panel de datos dinámicos con el método de momentos generalizado (GMM) e incluye variables instrumentales para corregir uno o varios de los puntos enunciados anteriormente. Específicamente, el GMM consiste en aproximar los momentos poblacionales (media, varianza, curtosis, etc.) con sus respectivos momentos muestrales (promedio, varianza muestral, curtosis muestral, etc.). A partir de ello se construye un sistema de ecuaciones que permite asignar valores a los parámetros a estimar. Este método se puede implementar en 1 paso o 2 pasos. El método de 2 pasos corrige posibles problemas de heterocedasticidad y correlación serial del 1er paso.

Ahora, este método es útil ya que nos permite tratar los 3 casos planteados anteriormente. En primer lugar, se soluciona el problema de endogeneidad de la variable dependiente rezagada instrumentándola con los rezagos anteriores o la diferencia de los rezagos anteriores. En segundo lugar, el método de GMM permite tratar el problema de endogeneidad ocasionado por los efectos fijos. La aproximación estándar es aplicar la transformación en primeras diferencias, la cual elimina el efecto fijo. Alternativamente, existe el método de sustraer la media de los valores al valor actual, el cual permite no perder datos bajo paneles de datos desbalanceados (Arellano & Bover, 1995). En tercer lugar, el problema de un pequeño T (T<15) y un Grande N (N>100), es solucionado pues el estimador de GMM se acerca al parámetro poblacional a medida que aumenta el tamaño de N.

Paralelamente, es necesario tener en cuenta propiedades del estimador de Blundell-Bond, como lo son la consistencia, normalidad asintótica (Hansen, 1982) y eficiencia (Roodman, 2009). En principio, la propiedad de consistencia y normalidad asintótica son deseables, pues el estimador converge en probabilidad al parámetro poblacional β a medida que la muestra tienda a crecer. Por otro lado, la propiedad de eficiencia nos plantea que el estimador posee la mínima varianza en comparación con todos los demás. Este es útil, pues nos garantiza la mejor significancia estadística de los coeficientes estimados. Aun así, el estimador a pesar de ser consistente al igual que el estimador de mínimos cuadrados de dos pasos 2LS, es en general sesgado, esto debido a que los instrumentos se encuentran ligeramente correlacionados con los regresores instrumentados. Para esto, se presentará a grandes rasgos como se corrige este problema.

Para mejorar la precisión de los errores de la estimación del 1er paso, es decir, que la estimación de coeficientes sea más robusta a errores de heterocedasticidad y correlación serial; se aproximaron los residuales del primer paso mediante un proxy tipo sándwich. Por otro lado, para mejorar los errores estándares del segundo paso, que se encuentran generalmente sesgados hacia abajo (Arellano & Bond, 1991), (Windmeijer, 2005) plantea una corrección a la varianza del coeficiente estimado, donde tiene en cuenta la dependencia de los errores de los momentos estimados del paso 1.

En conclusión, se determinó que el modelo de Blundell-Bond es útil para estimar la ecuación (23). Esto, pues soluciona el problema de endogeneidad de efectos fijos y variable dependiente rezagada, así como también es provechoso cuando se tiene un T pequeño y un N grande. Además, se comentaron las propiedades del estimador y por qué es pertinente utilizarlo en el estudio. Finalmente, se comentaron las limitaciones del estimador y como se robustece de manera general los errores estándares para el método GMM.

5 Recolección de información

Los datos que se utilizaron para la estimación y cálculo de los costos de racionamiento en cada mercada de gas fueron tomados de bases abiertas de datos o entregados por UPME para su utilización. Dentro de los datos abiertos utilizados se tiene la información encontrada en las páginas de Superservicios y DANE. Adicionalmente, se utilizó información extraída de SICOM y Concentra, la cual fue otorgada para el análisis por parte de UPME.

5.1 Superservicios

La información obtenida de la superintendencia de servicios públicos se obtuvo desde el portal sui.gov.co y se extrajo información de gas natural y GLP. A continuación, se presentan los datos obtenidos desde este portal.

5.1.1 Gas natural residencial

Para gas natural residencial se obtienen datos para el periodo comprendido entre 2003 y 2020, desagregados por: año, mes, departamento, municipio, ubicación (rural o urbano), empresa prestadora del servicio y estrato. Se usan las siguientes variables:

- Consumos. (Q)
- Subsidios y contribuciones. (SC)
- Suscriptores. (S)
- Valor del consumo y total facturado. (I)

Se obtuvo de esta forma un panel desbalanceado, empezando con 1373 observaciones a enero de 2003 y terminando con 6765 observaciones a diciembre de 2020. Se obtuvieron un total de 795,874 observaciones para todos los meses dentro del análisis.

Adicional a las variables anteriores, se calculó la variable precio (P) como:

$$P = \frac{I + SC}{Q} \tag{24}$$

5.1.2 Gas natural no residencial

Para gas natural no residencial se obtienen datos para el periodo comprendido entre 2004 y 2020, desagregados por: año, mes, departamento, municipio, ubicación (rural o urbano), empresa prestadora del servicio y sector del agente consumidor. Se usan las siguientes variables:

- Consumos. (Q)
- Subsidios y contribuciones. (SC)
- Suscriptores. (S)

- Valor del consumo y total facturado. (I)

Se obtuvo de esta forma un panel desbalanceado, empezando con 495 observaciones a enero de 2003 y terminando con 2452 observaciones a diciembre de 2020. Se obtuvieron un total de 312,814 observaciones para todos los meses dentro del análisis.

Adicional a las variables anteriores, se calculó la variable precio (P) como:

$$P = \frac{I + SC}{Q} \tag{25}$$

5.1.3 GLP

Para GLP se obtienen datos para el periodo comprendido entre 2011 y 2020, desagregados por: año, mes, departamento, municipio, ubicación (rural o urbano), empresa, sector (estratos 1-6, industria, comercio, etc.), presentación (tipo de cilindro o tanque) y agente (Distribuidor o minorista). Se usan las siguientes variables:

- Cantidad en Kg.
- Valor por unidad en Kg.

Se obtuvo un panel desbalanceado, empezando con 5,516 observaciones a enero de 2011 y terminando con 13,363 observaciones a diciembre de 2020. Se obtuvieron un total de 993,561 observaciones para todos los meses dentro del análisis.

5.2 DANE

De la página del DANE se obtuvo información de la medición de pobreza monetaria y desigualdad y de precios.

5.2.1 Medición de pobreza monetaria y desigualdad

De esta encuesta se obtuvo el ingreso promedio de los hogares para el periodo 2015 a 2020, desagregados por: Año, mes, departamento, estrato y ubicación. Se usan las siguientes variables:

- Ingreso por hogar

Se obtuvo un panel desbalanceado, empezando con 267 observaciones a enero de 2015 y terminando con 275 observaciones a diciembre de 2020. Se obtuvieron un total de 16,298 observaciones para todos los meses dentro del análisis.

5.2.2 Precios

De la página también se extrajo la serie histórica del índice de precios al consumidor para el periodo 2015 a 2020. Se usan las siguientes variables:

- IPC

5.3 Naturgas

Para GNV se obtienen datos para el periodo comprendido entre 2010 y 2020, desagregados por: año, mes, departamento y municipio. Se usan las siguientes variables:

- Precio GNV

Se tienen en cuenta los municipios con estaciones de GNV.

5.4 SICOM

Para GNV se obtienen datos para el periodo comprendido entre 2010 y 2020, desagregados por: año, mes, departamento y municipio. Se usan las siguientes variables:

- Precio gasolina
- Precio ACPM

Se tienen en cuenta los municipios con estaciones de gasolina y ACPM.

6 Costos de racionamiento gas natural

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación de la metodología para la calcular los costos de racionamiento tal como se plantea en las ecuaciones (9) y (13) para cortes programados y no programados respectivamente.

Para calcular los costos anteriores, es necesario en primer lugar realizar la estimación de las elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazo para el sector residencial y no residencial de acuerdo con la ecuación (23). En este orden de ideas, el capítulo 4 muestra la metodología utilizada para estimar las elasticidades precio de la demanda de gas residencial y no residencial, la sección 6.1 y 6.2 muestran los resultados para el costo de racionamiento en gas residencial y no residencial respectivamente.

6.1 Sector residencial

Esta sección muestra la estrategia metodológica utilizada para calcular los costos de racionamiento del gas natural en el sector residencial. Primero, explica la construcción de la base de datos a utilizar dentro de los modelos de regresión. Segundo, muestra las estimaciones de las elasticidades de demanda para el sector. Tercero, presenta los costos de racionamiento para el sector.

6.1.1 Construcción de los datos panel

Para la estimación de las elasticidades de la demanda se utiliza una base de dato panel que parte de los datos recogidos de gas natural residencial. En este orden de ideas, el panel tiene como unidades de medida: departamento, municipio, firma, ubicación y estrato. Adicional, el panel tiene una periodicidad mensual entre 2010 y 2020.

En la variable “ubicación” dentro del panel de datos se reemplazaron los valores “Centro Poblado” y “Rural” como solo “Rural”, mientras que “Urbano” no se modificó. Posteriormente, el panel se emparejó con la base de ingresos por hogares (GEIH) teniendo en cuenta: departamento, mes, año y ubicación. Finalmente, se emparejo con la base de datos de precios de GLP teniendo en cuenta los cilindros de 40 Kg como sustitutos. Para esta última base se tomó en cuenta una agrupación por: año, mes, departamento, municipio y ubicación.

Construido el panel de datos, se procede a realizar una limpieza de datos atípicos donde se eliminan las observaciones de acuerdo a la siguiente metodología. En primer lugar, se eliminan las observaciones donde el precio del gas natural sea menor a 20$ por metro cúbico, valores que por lo general corresponden a errores de tipografía. Segundo, se mantienen las

observaciones que tienen un precio de gas natural en un rango intercuartílico entre 1 y 99. En otras palabras, se mantuvieron los registros con precios entre 500$ y 2600$ aproximadamente.

6.1.2 Estimación de elasticidades sector residencial

La metodología para estimar las elasticidades de gas natural se presentó en el capítulo 4. Las estimaciones se realizaron tomando en cuenta la ecuación (23) y la metodología implementada por (Blundell & Bond, 1998). En este sentido y basados en la sección anterior, la ecuación para estimar la demanda de gas natural en el sector residencial es la siguiente:

$$\ln(g_{d,m,f,e,u,t}) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(P_{d,m,f,e,u,t}) + \alpha_2 \ln(g_{d,m,f,e,u,t-1}) + \alpha_3 I_{d,e,u,t} + \alpha_4 P^{GLP}_{d,m,u,t} + \gamma_m + \gamma_f + \gamma_e + \gamma_u + \varepsilon_{d,m,f,e,u,t} \quad (26)$$

Donde $g_{d,m,f,e,u,t}$ y $P_{d,m,f,e,u,t}$ es el consumo en metros cúbicos y el precio en pesos por metro cúbico el gas natural para el sector residencial respectivamente, agregado para el departamento d, el municipio m, la firma f, el estrato e, la ubicación u y el mes t. $I_{d,e,u,t}$ es el ingreso promedio del hogar para el departamento d, el estrato e, la ubicación u y el mes t. $P^{GLP}_{d,m,u,t}$ es el precio de GLP para el departamento d, el municipio m, la ubicación u y el mes t. γ_m, γ_f, γ_e y γ_u son efectos fijos de municipio, firma, estrato y ubicación respectivamente. Finalmente $\varepsilon_{d,m,f,e,u,t}$ es el error idiosincrático del modelo y α_i con $i = 0,1,2,3,4$ son parámetros por estimar en la regresión.

Para las estimaciones de las elasticidades se realizaron regresiones por región y se aplicaron efectos fijos de municipio, firma, estrato y ubicación. Cabe aclarar que como se está utilizando un modelo dinámico no se aplicaron efectos fijos de tiempo (año-mes). Los precios del gas natural fueron corregidos por inflación con el IPC mensual.

Tabla 3: Estimaciones de demanda de gas natural residencial por región

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogota Region)
L.ln_cantidades	0.772***	0.536***	0.199***	0.682***	0.415***
	(0.0120)	(0.0109)	(0.0180)	(0.0167)	(0.0169)
ln_precio1	-0.502***	-0.403***	-0.471***	-0.803***	-0.498***
	(0.131)	(0.0938)	(0.124)	(0.150)	(0.104)
L.ln_precio_glp	-0.00233	0.00733	-0.000000691	-0.0639	0.0303
	(0.0298)	(0.0595)	(0.0266)	(0.142)	(0.0610)
ln_ingtotug	0.262***	-0.00425	0.0489	-0.116*	0.0674
	(0.0629)	(0.0343)	(0.0359)	(0.0646)	(0.0502)
N	3097	6021	5338	1827	2055

Fuente: Cálculos propios.
Desviaciones estandar en parentesis. * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

La Tabla 3 muestra los resultados de las estimaciones por región de los coeficientes que acompañan a las variables de la ecuación (26). La estimación del coeficiente que acompaña al precio rezagado de gas natural nos muestra la estimación elasticidad de corto plazo del modelo propuesto. Es posible observar que las estimaciones de corto plazo se encuentran dentro de los rangos esperados (entre 0 y -1) ya que estás elasticidades al ser de corto plazo deben ser menores (en valor absoluto) a las elasticidades estimadas por métodos convencionales. Las estimaciones de los coeficientes que acompañan la variable dependiente rezagada de consumo igualmente se encuentran dentro de los valores esperados (entre 0 y 1) y nos muestra una estimación sobre la flexibilidad para sustituir el gas natural por un combustible alterno en cada región.

6.1.3 Cálculo del costo de racionamiento

El cálculo de los costos de racionamiento se realizó usando los modelos propuestos en la sección 3.1. El modelo diferencia entre racionamiento programado, el cual arroja cálculos para racionamientos entre 5% y 25% del consumo total de gas natural, y racionamiento no programado, que asume un corte total de suministro de gas natural. Estos cálculos pueden realizarse usando las estimaciones de las elasticidades de largo y corto plazo presentadas en la sección anterior.

Basados en los resultados anteriores y en la metodología presentada en el capítulo 4, se estiman las elasticidades de corto y largo plazo con sus respectivos costos. Los costos están desagregados por región y tipo de racionamiento (programado o no programado):

Elasticidad de corto plazo ($\lambda\eta$): α_1

Elasticidad de largo plazo (η): $\alpha_1/(1-\alpha_2)$

La Tabla 4 muestra los costos de racionamiento de corto plazo desagregado por región y tipo de racionamiento (programado o no programado). Esta tabla nos muestra los costos de racionamiento para los casos donde existe un 5%, 10%, 15% y 100% de racionamiento total del consumo de gas natural en el corto plazo.

Tabla 4: Elasticidad y costo de racionamiento de corto plazo para gas natural residencial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo Consumidor 5%($/ m3)	Costo Sociedad 5%($/ m3)	Costo Consumidor 10%($/ m3)	Costo Sociedad 10%($/ m3)	Costo Consumidor 15%($/ m3)	Costo Sociedad 15%($/ m3)	Costo No Programado
CARIBE	-0,50	1436,85	75,25	1512,10	158,83	1595,67	252,20	1689,05	2866,77
ANDINA	-0,40	1570,21	103,51	1673,72	220,51	1790,73	353,73	1923,94	3520,37
CENTRAL	-0,47	1592,88	89,28	1682,16	188,93	1781,81	300,83	1893,71	3285,58
OCCIDENTE	-0,80	1964,32	63,54	2027,86	132,27	2096,59	206,93	2171,25	3187,39
BOGOTA_REGION	-0,50	1655,19	87,56	1742,74	184,88	1840,06	293,69	1948,87	3318,49

Fuente: Cálculos propios.

Por su parte, la Tabla 5 muestra los costos de racionamiento de largo plazo desagregado por región y tipo de racionamiento (programado o no programado). Esta tabla nos muestra los costos de racionamiento para los casos donde existe un 5%, 10%, 15% y 100% de racionamiento total del consumo de gas natural en el largo plazo. A diferencia de los costos de corto plazo, los costos de largo plazo nos dan una estimación sobre un racionamiento de gas natural prolongado a lo largo del tiempo.

Tabla 5: Elasticidad y costos de racionamiento de corto plazo para gas natural residencial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-2,20	1436,85	16,72	1453,57	34,30	1471,15	52,85	1489,70	1763,04
ANDINA	-0,87	1570,21	46,98	1617,19	97,63	1667,84	152,45	1722,67	2475,87
CENTRAL	-0,59	1592,88	70,96	1663,84	148,98	1741,86	235,19	1828,07	2948,16
OCCIDENTE	-2,53	1964,32	19,90	1984,22	40,79	2005,11	62,77	2027,09	2352,97
BOGOTA REGIÓN	-0,85	1655,19	50,45	1705,64	104,89	1760,08	163,87	1819,06	2627,53

Fuente: Cálculos propios.

6.2 Sector no residencial

Esta sección muestra la estrategia metodológica utilizada para calcular los costos de racionamiento del gas natural en el sector no residencial. Primero, explica la construcción de la base de datos a utilizar dentro de los modelos de regresión. Segundo, muestra las estimaciones de las elasticidades de demanda para el sector. Tercero, presenta los costos de racionamiento para el sector.

6.2.1 Construcción de los datos panel

Para la estimación de las elasticidades de la demanda se utiliza una base de datos panel que parte de los datos recogidos de gas natural no residencial. En este orden de ideas, el panel tiene como unidades de medida: departamento, municipio, firma, ubicación y sector (Comercial e Industrial) y tiene una periodicidad mensual entre 2010 y 2020.

En la variable “ubicación” dentro del panel de datos se reemplazaron los valores “Centro Poblado” y “Rural” como solo “Rural”, mientras que “Urbano” no se modificó. Posteriormente, el panel se emparejó con la base de ingresos por hogares (GEIH) teniendo en cuenta: departamento, mes, año y ubicación. Finalmente, se emparejo con la base de datos de precios de GLP teniendo en cuenta los cilindros de 100 Kg como sustitutos. Para esta última base se tomó en cuenta una agrupación por: año, mes, departamento, municipio y ubicación.

Construido el panel de datos, se procede a realizar una limpieza de datos atípicos donde se eliminan las observaciones de acuerdo con la siguiente metodología. En primer lugar, se

eliminan las observaciones donde el precio del gas natural sea menor a 20$ por metro cúbico, valores que por lo general corresponden a errores de tipografía. Segundo, se mantienen las observaciones que tienen un precio de gas natural en un rango intercuartílico entre 1 y 99. En otras palabras, se mantuvieron los registros con precios entre 500$ y 2600$ aproximadamente.

6.2.2 Estimación de elasticidades sector no residencial

La metodología para estimar las elasticidades de gas natural se presentó en el capítulo 4. Las estimaciones se realizaron tomando en cuenta la ecuación (23) y la metodología implementada por (Blundell & Bond, 1998). En este sentido, la ecuación para estimar la demanda de gas natural en el sector residencial es la siguiente:

$$\ln(g_{d,m,f,s,u,t}) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln(P_{d,m,f,s,u,t}) + \alpha_2 \ln(g_{d,m,f,s,u,t-1}) + \alpha_3 \ln(I_{d,u,t}) + \alpha_4 \ln(P^{GLP}_{d,m,u,t}) + \gamma_m + \gamma_f + \gamma_s + \gamma_u + \varepsilon_{d,m,f,s,u,t} \quad (27)$$

Donde $g_{d,m,f,s,u,t}$ y $P_{d,m,f,s,u,t}$ es el consumo en metros cúbicos y el precio en pesos por metro cúbico del gas natural para el sector no residencial respectivamente, agregado para el departamento d, el municipio m, la firma f, el sector s, la ubicación u y el mes t. $I_{d,u,t}$ es el ingreso promedio de los hogares para el departamento d, la ubicación u y el mes t. $P^{GLP}_{d,m,u,t}$ es el precio de GLP para el departamento d, el municipio m, la ubicación u y el mes t. γ_m, γ_f y γ_u son efectos fijos de municipio, firma y ubicación respectivamente. Finalmente $\varepsilon_{d,m,f,s,u,t}$ es el error idiosincrático del modelo y α_i con $i = 0,1,2,3,4$ son parámetros por estimar en la regresión.

Para las estimaciones de las elasticidades se realizaron regresiones por región y sector (comercial e industrial), y se aplicaron efectos fijos de municipio, firma y ubicación. Cabe aclarar que como se está utilizando un modelo dinámico no se aplicaron efectos fijos de tiempo (año-mes). Los precios del gas natural fueron corregidos por inflación con el IPC mensual.

La Tabla 6 muestra los resultados de las estimaciones, de demanda de gas natural no residencial para el sector comercial por región, de los coeficientes que acompañan a las variables de la ecuación (26).

La Tabla 7 muestra los resultados de las estimaciones, de demanda de gas natural no residencial para el sector industrial por región, de los coeficientes que acompañan a las variables de la ecuación (26).

Tabla 6: Estimaciones de demanda de gas natural no residencial comercial por región

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogotá Región)
$\ln(g_{d,m,f,s,u,t-1})$	0.849***	0.786***	0.779***	0.720***	0.830***
	(0.0184)	(0.0280)	(0.0285)	(0.0466)	(0.0285)
$\ln(P_{d,m,f,s,u,t})$	-0.202***	-0.561***	-0.129***	-0.130***	-0.688***
	(0.0601)	(0.116)	(0.0364)	(0.0360)	(0.132)
$\ln(P^{GLP}_{d,m,u,t})$	-0.0468***	-0.0800*	-0.00543	0.0771	-0.00902
	(0.0140)	(0.0444)	(0.00574)	(0.0560)	(0.0565)
$\ln(I_{d,u,t})$	0.0458**	0.0629**	0.0216	0.0760***	-0.0134
	(0.0226)	(0.0311)	(0.0152)	(0.0212)	(0.0141)
N	8374	11970	12022	5070	5685

Fuente: Cálculos propios.
Desviaciones estándar en paréntesis. * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Tabla 7: Estimaciones de demanda de gas natural no residencial industrial por región

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogotá región)
$\ln(g_{d,m,f,s,u,t-1})$	0.328***	0.608***	0.714***	0.532***	0.119
	(0.110)	(0.0456)	(0.0507)	(0.0907)	(0.139)
$\ln(P_{d,m,f,s,u,t})$	-0.140	-0.110	-0.0756	-1.361***	-0.436*
	(0.301)	(0.0706)	(0.0968)	(0.331)	(0.254)
$\ln(P^{GLP}_{d,m,u,t})$	-0.0107	-0.0982**	-0.0458	-0.795**	-0.132
	(0.0586)	(0.0437)	(0.0413)	(0.344)	(0.392)
$\ln(I_{d,u,t})$	0.0616	-0.0797*	-0.124**	-0.0763	0.134
	(0.117)	(0.0447)	(0.0522)	(0.0939)	(0.104)
N	2129	9542	3644	1475	738
r2					

Fuente: Cálculos propios.
Desviaciones estándar en paréntesis. * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Basados en los resultados anteriores y en la metodología presentada en el capítulo 4, se estiman las elasticidades de corto y largo plazo de la siguiente forma:

Elasticidad de corto plazo ($\lambda\eta$): α_1

Elasticidad de largo plazo (η): $\alpha_1/(1-\alpha_2)$

6.2.3 Cálculo del costo de racionamiento

El cálculo de los costos de racionamiento se realizó usando los modelos propuestos en la sección 3.2. El modelo diferencia entre racionamiento programado, el cual arroja cálculos para racionamientos entre 5% y 25% del consumo total de gas natural, y racionamiento no

programado, que asume un corte total de suministro de gas natural. Estos cálculos pueden realizarse usando las estimaciones de las elasticidades de largo y corto plazo presentadas en la sección anterior.

La Tabla 4 muestra los costos de racionamiento de corto plazo desagregado por región y tipo de racionamiento (programado o no programado). Esta tabla nos muestra los costos de racionamiento para los casos donde existe un 5%, 10%, 15% y 100% de racionamiento total del consumo de gas natural en el corto plazo.

La Tabla 8 muestra los costos de racionamiento de corto plazo desagregado por región para el sector comercial y la Tabla 9 muestra los costos de racionamiento de corto plazo desagregado por región para el sector industrial. Las tablas muestran los cálculos de costos de racionamiento por región, para un racionamiento del 5%, 10%, 15% y 100% del total del consumo de gas natural.

Tabla 8: Elasticidades y costos de racionamiento de corto plazo para gas natural no residencial en el sector comercial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-0,20	1980,13	271,88	2252,01	607,93	2588,06	1029,40	3009,52	6885,07
ANDINA	-0,56	2053,57	95,94	2149,52	201,72	2255,30	318,97	2372,55	3883,38
CENTRAL	-0,13	2008,71	454,34	2463,04	1077,25	3085,95	1953,24	3961,94	9802,24
OCCIDENTE	-0,13	2623,36	586,81	3210,17	1389,09	4012,45	2513,79	5137,16	12703,06
BOGOTA REGIÓN	-0,69	2342,28	88,69	2430,97	185,34	2527,62	291,15	2633,43	4043,46

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 9: Elasticidades y costos de racionamiento de corto plazo para gas natural no residencial en el sector industrial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-0,14	1907,36	393,23	2300,59	920,28	2827,64	1643,00	3550,36	8727,60
ANDINA	-0,11	1941,52	529,71	2471,23	1294,33	3235,85	2433,27	4374,79	10803,34
CENTRAL	-0,08	1880,08	802,97	2683,05	2160,09	4040,18	4576,89	6456,97	14320,16
OCCIDENTE	-1,36	2569,23	48,61	2617,84	100,26	2669,49	155,30	2724,53	3513,21
BOGOTA REGIÓN	-0,44	1991,30	120,88	2112,18	256,61	2247,91	410,02	2401,33	4276,29

Fuente: Cálculos propios.

La Tabla 10 muestra los costos de racionamiento de largo plazo para el sector comercial y la Tabla 11 muestra los costos de racionamiento de largo plazo para el sector industrial. Las tablas muestran los cálculos de costos de racionamiento por región, para un racionamiento del 5%, 10%, 15% y 100% del total del consumo de gas natural.

Tabla 10: Elasticidades y costos de racionamiento de largo plazo para gas natural no residencial en el sector comercial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-1,34	1980,13	38,18	2018,31	78,76	2058,89	122,03	2102,16	2721,34
ANDINA	-2,62	2053,57	20,03	2073,61	41,06	2094,63	63,17	2116,74	2444,97
CENTRAL	-0,58	2008,71	90,06	2098,76	189,10	2197,81	298,59	2307,30	3728,33
OCCIDENTE	-0,47	2623,36	148,73	2772,09	314,86	2938,22	501,59	3124,95	5441,90
BOGOTA REGIÓN	-0,81	2083,35	66,51	2149,86	138,43	2221,78	216,49	2299,84	3364,04

Fuente: Cálculos propios.

Tabla 11: Elasticidades y costos de racionamiento de largo plazo para gas natural no residencial en el sector industrial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-0,21	1907,36	253,54	2160,90	565,24	2472,61	953,92	2861,29	6493,16
ANDINA	-0,28	1941,52	188,11	2129,63	409,32	2350,84	672,11	2613,62	5418,46
CENTRAL	-0,26	1880,08	192,93	2073,01	421,42	2301,51	694,99	2575,07	5433,56
OCCIDENTE	-2,91	2569,23	22,61	2591,84	46,31	2615,54	71,20	2640,43	3011,27
BOGOTA REGIÓN	-0,49	1991,30	105,98	2097,28	223,82	2215,13	355,64	2346,94	4004,13

Fuente: Cálculos propios.

7 Costos de racionamiento GLP

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación de la metodología para la calcular los costos de racionamiento tal como se plantea en las ecuaciones (9) y (13) para cortes programados y no programados respectivamente.

Para calcular los costos anteriores, es necesario en primer lugar realizar la estimación de las elasticidades precio de la demanda de corto y largo plazo para el sector residencial y no residencial de acuerdo con la ecuación (23). En este orden de ideas, el capítulo 4 muestra la metodología utilizada para estimar las elasticidades precio de la demanda de gas residencial y no residencial, la sección 6.1 y 6.2 muestran los resultados para el costo de racionamiento en gas residencial y no residencial respectivamente.

7.1 Sector residencial

Esta sección muestra la estrategia metodológica utilizada para calcular los costos de racionamiento del GLP en el sector residencial. Primero, explica la construcción de la base de datos a utilizar dentro de los modelos de regresión. Segundo, muestra las estimaciones de las elasticidades de demanda para el sector. Tercero, presenta los costos de racionamiento para el sector.

7.1.1 Construcción de los datos panel

Para la estimación de las elasticidades de la demanda se utiliza una base de datos panel que parte de los datos recogidos de GLP. En este orden de ideas, el panel tiene como unidades de medida: departamento, municipio, firma, ubicación y presentación. Adicional, el panel tiene una periodicidad mensual entre 2010 y 2020. Para el caso residencial, se eliminan los datos correspondientes a tanques estacionarios, ya que el número de datos de estos correspondían a una pequeña proporción de los datos. Así mismo, los valores de las variables de ubicación “Zonal” y “Rural” se agruparon en “Rural” mientras “Urbano” no se modificó. Finalmente, se consideraron los cilindros de 10 Kg, 11 Kg, 15 Kg, 20 Kg, 24 Kg, 30 kg y 40 Kg como parte del sector residencial.

El panel se emparejó con la base de ingresos por hogares (GEIH) teniendo en cuenta: departamento, mes, año y ubicación. Posteriormente, se emparejo con la base de datos de gas natural residencial teniendo el promedio en el precio agrupado por: año, mes, departamento, municipio y ubicación. Finalmente se añadió la variable de IPC la cual es útil para deflactar las variables de precios.

Construido el panel de datos, se procede a realizar una limpieza de datos atípicos donde se eliminan las observaciones de acuerdo con la siguiente metodología. En primer lugar, se eliminan las observaciones donde el precio del GLP sea menor a 20$ por kilogramo, valores que por lo general corresponden a errores de tipografía. Segundo, se mantienen las observaciones que tienen un precio de GLP en un rango intercuartílico entre 1 y 99. En otras palabras, se mantuvieron los registros con precios entre 500$ y 2600$ aproximadamente.

7.1.2 Estimación de elasticidades sector residencial

La metodología para estimar las elasticidades de GLP se presentó en el capítulo 4. Las estimaciones se realizaron tomando en cuenta la ecuación (23) y la metodología implementada por (Blundell & Bond, 1998). En este sentido y basados en la sección anterior, la ecuación para estimar la demanda de GLP en el sector residencial es la siguiente:

$$\ln\left(g_{d,m,f,p,u,t}\right) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln\left(P_{d,m,f,p,u,t}\right) + \alpha_2 \ln\left(I_{d,u,t}\right) + \alpha_3 \ln\left(P^{GN}_{d,m,u,t}\right) + \gamma_m + \gamma_f + \gamma_p + \gamma_u + \varepsilon_{d,m,f,p,u,t} \quad (28)$$

Donde $g_{d,m,f,p,u,t}$ y $P_{d,m,f,p,u,t}$ es el consumo en kilogramos y el precio en pesos por kilogramo de GLP para el sector residencial respectivamente, agregado para el departamento d, el municipio m, la firma f, la presentación p, la ubicación u y el mes t. $I_{d,u,t}$ es el ingreso promedio del hogar para el departamento d, la ubicación u y el mes t. $P^{GN}_{d,m,u,t}$ es el precio de gas natural residencial en el departamento d, el municipio m, la ubicación u y el mes t. γ_m, γ_f, γ_p y γ_u son efectos fijos de municipio, firma, presentación y ubicación respectivamente. Finalmente $\varepsilon_{d,m,f,p,u,t}$ es el error idiosincrático del modelo y α_i con $i = 0,1,2,3,4$ son parámetros por estimar en la regresión.

Para las estimaciones de las elasticidades se realizaron regresiones por región y se aplicaron efectos fijos de municipio, firma, presentación y ubicación. Cabe aclarar que como se está utilizando un modelo dinámico no se aplicaron efectos fijos de tiempo (año-mes). Los precios del GLP fueron corregidos por inflación con el IPC mensual.

Tabla 12: Estimaciones de demanda de gas licuado petróleo residencial por región

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogotá región)
$\ln\left(P_{d,m,f,p,u,t}\right)$	-0.508***	-1.676***	-0.910***	-0.951***	-1.531***
	(0.123)	(0.107)	(0.0898)	(0.144)	(0.139)
$\ln\left(P^{GN}_{d,m,u,t}\right)$	0.0507	-0.0365	-0.214***	-0.412***	-0.0692
	(0.216)	(0.0694)	(0.0642)	(0.0966)	(0.0893)
$\ln\left(I_{d,u,t}\right)$	0.182***	-0.0944***	-0.144***	0.0110	0.00115
	(0.0619)	(0.0232)	(0.0349)	(0.0667)	(0.0172)
N	23235	72995	77693	33475	41204

Fuente: Cálculos propios.
Desviaciones estándar en paréntesis. * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

La Tabla 12 muestra los resultados de las estimaciones por región de los coeficientes que acompañan a las variables de la ecuación (28). La estimación del coeficiente que acompaña al precio de GLP nos muestra la estimación de la elasticidad del modelo propuesto. Es posible observar que las estimaciones se encuentran dentro de los rangos esperados (entre 0 y -1).

7.1.3 Cálculo del costo de racionamiento

El cálculo de los costos de racionamiento se realizó usando los modelos propuestos en la sección 3.1. El modelo diferencia entre racionamiento programado, el cual arroja cálculos para racionamientos entre 5% y 25% del consumo total de GLP, y racionamiento no programado, que asume un corte total de suministro de GLP. Estos cálculos pueden realizarse usando las estimaciones de las elasticidades de largo y corto plazo presentadas en la sección anterior.

La Tabla 13 muestra los costos de racionamiento desagregado por región y tipo de racionamiento (programado o no programado). Esta tabla nos muestra los costos de racionamiento para los casos donde existe un 5%, 10%, 15% y 100% de racionamiento total del consumo de GLP.

Tabla 13: Elasticidades y costos de racionamiento para gas licuado petróleo residencial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-0,51	2307,58	119,45	2427,03	252,02	2559,60	400,01	2707,58	4578,36
ANDINA	-1,68	3076,00	47,14	3123,14	96,99	3172,99	149,83	3225,83	3993,62
CENTRAL	-0,91	2583,40	73,53	2656,94	152,67	2736,07	238,15	2821,55	4002,44
OCCIDENTE	-0,95	2555,98	69,55	2625,52	144,27	2700,25	224,84	2780,82	3899,22

Fuente: Cálculos propios.

7.2 Sector no residencial

Esta sección muestra la estrategia metodológica utilizada para calcular los costos de racionamiento del GLP en el sector no residencial. Primero, explica la construcción de la base de datos a utilizar dentro de los modelos de regresión. Segundo, muestra las estimaciones de las elasticidades de demanda para el sector. Tercero, presenta los costos de racionamiento para el sector.

7.2.1 Construcción de los datos panel

Para la estimación de las elasticidades de la demanda se utiliza una base de datos panel que parte de los datos recogidos de GLP. En este orden de ideas, el panel tiene como unidades de

medida: departamento, municipio, firma, ubicación y presentación. Adicional, el panel tiene una periodicidad mensual entre 2010 y 2020. Para el caso no residencial, se eliminan los datos correspondientes a tanques estacionarios, ya que el número de datos de estos correspondían a una pequeña proporción de los datos. Así mismo, los valores de las variables de ubicación "Zonal" y "Rural" se agruparon en "Rural" mientras "Urbano" no se modificó. Finalmente, se consideraron los cilindros de 80 Kg y 100 Kg como parte del sector no residencial.

El panel se emparejó con la base de ingresos por hogares (GEIH) teniendo en cuenta: departamento, mes, año y ubicación. Posteriormente, se emparejo con la base de datos de gas natural no residencial teniendo en cuenta el promedio en el precio agrupado por: año, mes, departamento, municipio y ubicación. Finalmente se añadió la variable de IPC la cual es útil para deflactar las variables de precios.

Construido el panel de datos, se procede a realizar una limpieza de datos atípicos donde se eliminan las observaciones de acuerdo con la siguiente metodología. En primer lugar, se eliminan las observaciones donde el precio del GLP sea menor a 20$ por kilogramo, valores que por lo general corresponden a errores de tipografía. Segundo, se mantienen las observaciones que tienen un precio de GLP en un rango intercuartílico entre 1 y 99. En otras palabras, se mantuvieron los registros con precios entre 500$ y 2600$ aproximadamente.

7.2.2 Estimación de elasticidades sector no residencial

La metodología para estimar las elasticidades de GLP se presentó en el capítulo 4. Las estimaciones se realizaron tomando en cuenta la ecuación (23) y la metodología implementada por (Blundell & Bond, 1998). En este sentido y basados en la sección anterior, la ecuación para estimar la demanda de GLP en el sector no residencial es la siguiente:

$$\ln\left(g_{d,m,f,p,u,t}\right) = \alpha_0 + \alpha_1 \ln\left(P_{d,m,f,p,u,t}\right) + \alpha_2 \ln\left(I_{d,u,t}\right) + \alpha_3 \ln\left(P^{GN}_{d,m,u,t}\right) + \gamma_m + \gamma_f + \gamma_p + \gamma_u + \varepsilon_{d,m,f,p,u,t} \quad (29)$$

Donde $g_{d,m,f,p,u,t}$ y $P_{d,m,f,p,u,t}$ es el consumo en kilogramos y el precio en pesos por kilogramo de GLP para el sector no residencial respectivamente, agregado para el departamento d, el municipio m, la firma f, la presentación p, la ubicación u y el mes t. $I_{d,u,t}$ es el ingreso promedio del hogar para el departamento d, la ubicación u y el mes t. $P^{GN}_{d,m,u,t}$ es el precio de gas natural no residencial en el departamento d, el municipio m, la ubicación u y el mes t. γ_m, γ_f, γ_p y γ_u son efectos fijos de municipio, firma, presentación y ubicación respectivamente. Finalmente $\varepsilon_{d,m,f,p,u,t}$ es el error idiosincrático del modelo y α_i con $i = 0,1,2,3,4$ son parámetros por estimar en la regresión.

Para las estimaciones de las elasticidades se realizaron regresiones por región y se aplicaron efectos fijos de municipio, firma, presentación y ubicación. Cabe aclarar que como se está utilizando un modelo dinámico no se aplicaron efectos fijos de tiempo (año-mes). Los precios del GLP fueron corregidos por inflación con el IPC mensual.

La Tabla 14 muestra los resultados de las estimaciones por región de los coeficientes que acompañan a las variables de la ecuación (28). La estimación del coeficiente que acompaña al precio de GLP nos muestra la estimación de la elasticidad del modelo propuesto. Es posible observar que las estimaciones se encuentran dentro de los rangos esperados (entre 0 y -1).

Tabla 14: Estimaciones de demanda de gas licuado petróleo no residencial por región

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogota Region)
$\ln(P_{d,m,f,p,u,t})$	-0.533**	-1.102***	-0.861***	-0.768***	-0.906***
	(0.209)	(0.126)	(0.115)	(0.178)	(0.156)
$\ln(P^{GN}_{d,m,u,t})$	0.0570	-0.0413	-0.159*	-0.0257	0.0210
	(0.314)	(0.0816)	(0.0905)	(0.134)	(0.112)
$\ln(I_{d,u,t})$	0.0799	0.00375	0.0472*	0.0196	0.0169
	(0.0530)	(0.0207)	(0.0274)	(0.0362)	(0.0234)
N	7108	28768	27983	12233	15361
r2					

Fuente: Cálculos propios.
Desviaciones estándar en paréntesis. * $p < 0.10$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

7.2.3 Cálculo del costo de racionamiento

El cálculo de los costos de racionamiento se realizó usando los modelos propuestos en la sección 3.2. El modelo diferencia entre racionamiento programado, el cual arroja cálculos para racionamientos entre 5% y 25% del consumo total de GLP, y racionamiento no programado, que asume un corte total de suministro de gas natural. Estos cálculos pueden realizarse usando las estimaciones de las elasticidades de largo y corto plazo presentadas en la sección anterior.

Tabla 15: Elasticidades y costos de racionamiento para GLP no residencial

	Elasticidad	Precio Promedio	Costo 5% ($/ m3)		Costo 10% ($/ m3)		Costo 15% ($/ m3)		Costo No Programado
			Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	Consumidor	Sociedad	
CARIBE	-0,40	2238,04	149,70	2387,74	319,15	2557,18	512,32	2750,36	5056,87
ANDINA	-1,01	2726,73	70,07	2796,81	145,21	2871,94	226,05	2952,78	4081,46
CENTRAL	-0,79	2365,01	77,72	2442,73	161,86	2526,87	253,31	2618,32	3860,59
OCCIDENTE	-0,67	2571,22	99,90	2671,12	208,91	2780,13	328,41	2899,63	4486,21
BOGOTA REGIÓN	-0,73	2740,65	97,34	2838,00	203,09	2943,74	318,47	3059,12	4610,61

Fuente: Cálculos propios.

La Tabla 15 muestra los costos de racionamiento desagregado por región y tipo de racionamiento (programado o no programado). Esta tabla nos muestra los costos de racionamiento para los casos donde existe un 5%, 10%, 15% y 100% de racionamiento total del consumo de GLP en el sector no residencial.

8 Casos de estudio

Dentro de los términos del contrato se acordó realizar un estudio sobre las posibles formas de calcular costos de racionamiento de gas natural en dos mercados específicos: El mercado de generación de energía eléctrica mediante gas natural y el mercado de gas natural vehicular.

8.1 Sector termoeléctrico

8.1.1 Construcción de las bases de datos y relevancia de las variables:

Para cumplir con el propósito de este caso de estudio se llevó a cabo la construcción de las series de tiempo de precios de los combustibles usados en la generación térmica, de las variables del despacho central relevantes para la propuesta realizada y el costo de racionamiento de energía eléctrica. Así, a lo largo de esta sección se resume la construcción y transformación de las variables relevantes, se discuten algunos de los supuestos tenidos en cuenta durante este proceso y se reportan las fuentes de información usadas. En adicción, se dará una breve explicación de las variables y su relevancia en el estudio de caso. Las bases disponibles contienen información completa desde 2014 hasta 2020, pero para efectos de este informe solo se usarán en las simulaciones algunos de estos años según sea el caso.

8.1.1.1 TRM e IPP.

Se utilizó la serie de tiempo de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) (BanRep, 2021) para expresar en moneda local las series de precios expresadas en dólares estadounidenses. Por otro lado, se utilizó la serie del Índice de Precios del Productor (IPP) (BanRep, 2021) para ajustar a precios constante lo valores de los productos en el tiempo. Esto se realizó bajo el supuesto de un comportamiento parecido entre los precios de los combustibles y los precios que afrontan los productores en la economía.

8.1.1.2 Series de precios de combustibles:

Los precios de los combustibles utilizados en la generación térmica son necesarios para identificar los posibles cambios en los costos que enfrentan los generadores que pueden sustituir el uso de un combustible por otro. Dentro de los combustibles utilizados en el país se encuentra el gas natural, ACPM, querosene, combustóleo, jet fuel y carbón. Además, es de

interés conocer si el combustible es de origen nacional o internacional, llevándonos así a diferenciar entre el gas natural nacional e importado. El resto de los combustibles enunciados son de producción nacional, así que no se requiere diferenciarlos.

Gas Natural

Pará la serie de precios del Gas Natural nacional, se utilizó el promedio ponderado de los precios de los distintos contratos negociados en el mercado primario de gas. Los contratos utilizados en este ejercicio son aquellos que corresponden a ventas de gas usado en generación térmica en Colombia y la ponderación de los precios de estos contratos se realizó según la cantidad de gas negociado en los mismos. Así, el precio ponderado resultante atiende a la participación de cada uno de los contratos reportados por la Bolsa Mercantil Colombiana (BMC).

Los principales tipos de contratos a tener en cuenta son los siguientes:

- Con interrupciones en el suministro.
- De energía firme, energía firme al 95% y con firmeza condicionada.
- Opciones de compra.
- Take or pay.

Estos precios corresponden a gas natural entregado en boca de pozo, dentro del territorio colombiano, y por lo tanto no incluyen otros costos asociados a factores ajenos a la compra del combustible en sí. Finalmente, la base de datos utilizada proviene del sistema de información BEC de la BMC y fue suministrada por la UPME para el desarrollo de este estudio de caso.

Gas Natural Importado, transporte y regasificación.

En el caso del gas natural importado, se utilizó como índice de precios el Henry Hub de la EIA, con el fin de tomar un precio de referencia internacional. La composición del índice refleja los precios de contratos de gas natural vendido en boca de pozo en Erath, en el estado de Louisiana (EEUU). Dado que este precio no corresponde al precio del combustible puesto en Colombia, se agregó la tarifa del transporte cobrada para traerlo desde su origen (como GNL) a Colombia. Puntualmente, se usaron las tarifas diarias vigentes del transporte de GNL desde Louisiana a Cartagena.

Además de lo anterior, el transporte implica llevar a cabo procesos de cambio de estado del gas, los cuales tienen un costo. Así, para completar el precio del gas puesto en Colombia se utilizó la tarifa de regasificación propuesta en el “Informe de proyección de precios de los energéticos para la generación eléctrica: Enero 2016 – Diciembre de 2035” (UPME, 2016). En este informe, se sugiere una tarifa de regasificación de 0.4 $USD por cada MBTU de GNL regasificado. Para finalizar, se sumó el precio reportado en el Henry-Hub con los costos asociados al transporte y se realizó el cambio a moneda local usando la TRM vigente para encontrar así el precio de este Gas puesto en Colombia.

Bases Ecopetrol

Otros precios importantes en este estudio de caso son los de los combustibles líquidos usados en generación térmica. En consecuencia, se obtuvo la serie de precios de los siguientes combustibles:

- Jet-A1
- Querosene
- Combustoleo (Fuel-Oil)
- ACPM

Cada una de las series de precios corresponden a lo reportado por Ecopetrol como el precio de venta de estos energéticos (Ecopetrol, 2021). En cuanto al tratamiento de las variables, las series diarias se construyeron a partir de las vigencias de precios que reportó Ecopetrol para cada uno de estos energéticos e incorporan impuestos como el IVA y el impuesto al carbono. Para finalizar, dado que algunos de estos precios se encuentran en $USD, se usó la TRM vigente para realizar el cambio a $COP.

Bases UPME (Carbón)

El último combustible relevante utilizado en la generación térmica en Colombia es el carbón. Para este energético se recopilaron los datos de precios constantes pagados por cada planta y se realizó un promedio simple entre estos precios para construir el índice definitivo. Es importante comentar que, los generadores con plantas consumidoras de carbón en el país son Termoguajira, Gecelca, Termopaipa, Termotasajero y Termozipa, las cuales reportan el precio pagado por el energético que consumieron.

En cuanto al montaje de la base de datos, dado que los precios se encontraban en $USD se utilizó la TRM vigente para realizar el cambio a $COP y el IPP para convertir los precios constantes a precios corrientes. En adición, la base de datos se construyó a partir de los anexos presentados en el “Informe de proyección de precios de los energéticos para la generación eléctrica: Enero 2016 – Diciembre de 2035” (UPME, 2016) y por la dificultad de acceder a las cantidades de carbón utilizadas por cada planta, se optó por usar el promedio simple del precio y no un promedio ponderado.

Como comentario final de la construcción de las bases de precios de estos combustibles, se realizó la normalización de estos precios llevandolos a $COP por unidad de energía (MBTU y kWh). Esto se hizo con el fin de poner los precios en una misma unidad de medida que sea comparable entre energéticos.

8.1.1.3 Costo incremental de Racionamiento Operativo (CRO).

Dado que la generación térmica representa una parte importante de la capacidad de generación eléctrica del país (UPME, 2016), dentro del modelo propuesto se tiene en cuenta la posibilidad de llegar a un racionamiento de energía eléctrica por causa del racionamiento de gas. Por esto, es claro que, de llegar a una situación crítica como esta el costo del racionamiento de gas debe incluir el costo del racionamiento de la energía eléctrica.

En concordancia con lo anterior, para valorar el costo de un racionamiento de energía eléctrica se acude al Costo incremental de Racionamiento Operativo (CRO) que reporta la UPME. La composición de la base de datos del CRO se realizó a partir de los costos reportados para cada uno de los meses en los que la UPME (UPME, 2021) ha realizado el cálculo y presenta los datos (1999-2021). Dado que las observaciones que requerimos son diarias y el costo se reporta mensualmente, se asumió que este último no se actualiza o cambia durante todo el mes en el que tiene vigencia.

Para finalizar, dentro de la información reportada se muestran cuatro niveles o escalones de racionamiento de energía eléctrica con su costo asociado, los cuales se definen en función de la demanda de la siguiente manera:

- CRO1: Costo en $/kWh asociado a un racionamiento de la demanda inferior al 1.5% y superior al 0%.
- CRO2: Costo en $/kWh asociado a un racionamiento de la demanda inferior al 5% y superior al 1.5%.
- CRO3: Costo en $/kWh asociado a un racionamiento de la demanda inferior al 10% y superior al 5%.
- CRO4: Costo en $/kWh asociado a un racionamiento de la demanda superior al 10%.

8.1.1.4 Series del mercado eléctrico:

Para efectos prácticos, la aproximación presentada de lo que es el despacho centralizado requiere utilizar variables relevantes del mismo, las cuales son reportadas por XM SA ESP. En general, las bases de datos utilizadas tienen datos con frecuencia:

- Horaria.
- Diaria.
- Mensual.

A continuación, se enunciarán las bases de datos utilizadas y las variables relevantes dentro de las mismas. Las bases de datos se presentarán según la agrupación por temática que maneja XM en su portal BI (XM, 2021), seguidas por las bases entregadas por la UPME y aquellas obtenidas de la página PARATEC (XM, 2021) u otras fuentes.

Demanda (XM, 2021):

La base de demanda diaria contiene la energía demandada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), la generación de electricidad neta que se llevó a cabo en el país y otras variables. Esta base, tiene frecuencia diaria y sus variables están expresadas en kWh.

Oferta (XM, 2021):

Capacidad Efectiva Neta: Esta base de datos tiene frecuencia horaria y contiene variables relevantes como el tipo de generación de los recursos (térmica, hidráulica, etc.) y el combustible utilizado por defecto por estos generadores. Así, con estas se puede realizar la identificación del tipo de generadores que se usan en cada momento del tiempo en el SIN y sus combustibles "recomendados" de fábrica. Lo anterior no implica que la planta esté limitada y no le sea posible utilizar otros combustibles, lo cual es fundamental para el caso de estudio al tenerse en cuenta la capacidad de sustituir sus insumos que tiene un generador térmico. Así, esta variable se utilizará para inferir qué combustible utilizaría un generador del cual no se obtuvo información de generación llevada a cabo.

Consumo de combustible: Esta base de datos tiene una frecuencia diaria y permite conocer cuál es el combustible utilizado por los generadores térmicos que producen y su nivel de consumo en términos de energía (MBTU) de combustible mencionado.

Disponibilidad declarada: La frecuencia de esta base es horaria y contiene la disponibilidad declarada por los recursos de generación, en kWh, u oferta de energía que presentan estos agentes al operador del mercado. Esta variable es muy importante, pues es uno de los dos componentes de las ofertas que presentan los agentes al operador del mercado para llevar a cabo el despacho.

Generación: Esta base tiene frecuencia horaria y su única variable es la generación real, i.e. la generación de energía llevada a cabo por un recurso en un intervalo de 1 hora. Esta variable se encuentra expresada en kWh y permite conocer cuánto es el desvío de la oferta de energía que tuvo un generador, la proporción de la demanda que este atiende, etc.

Precios y transacciones (XM, 2021):

Precio de bolsa nacional: Con frecuencia horaria, esta base de datos contiene como su única variable el precio de bolsa nacional o precio pagado a la generación térmica en el mercado operado por XM. El precio está expresado en $/kWh y representa la remuneración que reciben los agentes bajo un esquema de despacho centralizado por mérito. Además, esta variable es la fracción del valor de la factura de energía eléctrica que los consumidores pagan y que corresponde a la remuneración de la generación. Así teniendo en cuenta estos dos enfoques de lo que significa el precio de bolsa, este será fundamental dentro de la interpretación del costo de racionamiento del gas natural en el país.

Precio de Oferta: Esta base contiene, por generador y para cada día, el precio de oferta, en $/kWh, o puja que presentaron los agentes oferentes al operador del mercado por cada kWh que vayan a generar. Estas pujas se presentan y son válidas para la generación que se vaya a llevar a cabo al día siguiente de la fecha en la que se proponen al operador, razón por la cual se tomarán como las pujas presentadas para la generación que se llevará a cabo en cada una de las horas del día en el que tienen vigencia. En adición, estas pujas son el segundo componente de las ofertas hechas a XM, en conjunto con las disponibilidades declaradas, con las que se lleva a cabo el despacho de generadores.

Reconciliación positiva: La frecuencia de esta base de datos es horaria y en la misma se encuentra almacenado el monto, en kWh, de las reconciliaciones positivas que se hicieron en una hora determinada. De forma resumida, la reconciliación positiva es el monto de energía que se paga a un generador por encima del precio de bolsa para remunerar algún tipo de restricción o inflexibilidad que se presente en el sistema. Sumado a lo anterior, como esta energía no se remunera con el precio de bolsa, el cual sale de un despacho por orden de mérito, se le llamará energía generada fuera de mérito. Por último, esta generación es de interés porque se paga por encima del precio de bolsa, pues es energía “necesaria” por varias razones, entre las que resaltan:

- El generador que la produce se encuentra en un punto crítico de la red eléctrica, punto en el cual es difícil o imposible reemplazar la energía que provee y si este no produce se puede llegar a un racionamiento de electricidad.

- Las características técnicas y físicas del generador le obligan a producir determinada cantidad de energía por cierto tiempo y es necesario tener en cuenta estas características a la hora de realizar el despacho. Esto incluye la necesidad de pagarle un monto por encima del precio de mercado para que pueda generar sin problemas durante los momentos en los que se le requiere.

- El recurso que la genera debe enfrentar un redespacho y producir más energía. El redespacho se puede presentar por sucesos imprevistos que afecten a otros generadores o a la red.

Precios de escasez:

Esta base de datos contiene los dos potenciales precios techo calculados para limitar el crecimiento del precio pagado por los consumidores en el mercado eléctrico. A saber, el precio de escasez y el precio marginal de escasez, según su metodología de cálculo, buscan limitar el crecimiento exagerado del precio que debe pagar el consumidor ante distintas variaciones de coyunturas críticas y estados de los recursos de generación. A partir del cálculo del máximo precio entre estos dos se obtiene el precio de escasez de activación, el cual resulta ser el precio techo que se impone por regulación en este mercado. Así, en el caso en que la subasta

realizada por el operador del mercado se cierre en un precio superior al precio de escasez de activación, se ejecutan los contratos de energía en firme. Finalmente, la base de datos la proveyó la UPME para llevar a cabo este proyecto.

Heat Rate (XM, 2021):

Como última variable relevante para iniciar el desarrollo de este caso de estudio se encuentra el Heat Rate. En resumidas cuentas, esta variable es una proporción que muestra la cantidad de energía que se requiere, por un recurso de generación, para producir una unidad de energía. En el caso colombiano, es usual que esta proporción sea expresada en MBTU/kWh y para consolidar nuestra base de datos se necesitó usar las siguientes fuentes: PARATEC, página de XM en la que se muestran las características técnicas de las plantas de generación (XM, 2021), La "Linea base colombiana para proyectos de pequeña escala" (UPME, 2003), y el documento "Incorporación de plantas menores de generación al mercado de energía colombiano y negociación de la energía eléctrica generada" (Chacón & Leiva, 2016).

Ahora, para la compilación de la información, la mayoría de las observaciones se tomaron de la página de PARATEC (XM, 2021). Sin embargo, el Heat Rate de plantas como Palenque 3, Flores 2 y 3, y Barranca 1 y 3 se obtuvo de la presentación de la UPME (2003) y para plantas como Cimarrón y el Morro 1 y 2, se extrajo del documento de Chacón R. y Leiva L. (2016).

8.1.2 Metodología.

Para revisar los efectos del racionamiento de gas, se proponen dos aproximaciones metodológicas que dependen de las características del periodo de tiempo en cuestión: periodos normales y periodos de escasez. Independientemente de la situación a revisar, las metodologías propuestas son intentos por aproximar los contrafactuales que se pueden dar si la realidad hubiese tomado un curso distinto al que se realizó. Así, se aproxima la situación observada con modelos simplificadores de la misma, que permiten simular situaciones de racionamiento de gas y sus efectos sobre los agentes del mercado. Finalmente, los modelos propuestos operan así:

1. Se observa la realidad del mercado eléctrico que se dio en un momento del tiempo (e.g. la situación observada de las variables el 19 de junio de 2016 a las 23:00).
2. Se aproxima esta realidad con los modelos propuestos, según sea el caso. Esto implica que, con respecto a lo observado, no existen racionamientos de gas.
3. Se utiliza la misma aproximación a la realidad, pero se supone un nivel de racionamiento de gas mayor que cero y se observan los cambios en las variables relevantes.
4. Se asume que los cambios observados entre las aproximaciones, con y sin racionamiento de gas, son los cambios que se verían en la realidad de haberse presentado un racionamiento de gas.

Lo anterior implica que la construcción de los escenarios de contrafactuales se hace, por día y hora, a partir de las simulaciones realizadas usando los modelos que se enuncian a continuación:

8.1.2.1 Modelo para periodos normales.

Este caso corresponde a los periodos de tiempo (i.e., días y horas) en los que el precio de bolsa no supera el precio de escasez de activación. Estos son la gran mayoría de los días/hora del año, con excepción de periodos muy puntuales durante el fenómeno del Niño en los años 2015-2016.

Metodología para periodos normales:

1. Se da un racionamiento de una proporción $\alpha \in [0,1]$ del gas natural que hay en el país, sea nacional o importado, y este racionamiento no afecta al gas disponible en la planta de regasificación de Cartagena.
2. Los miembros del grupo térmico, i.e. los recursos de generación que pueden recibir gas de la planta de regasificación de Cartagena, reciben gas de la planta si $\alpha > 0$.
3. Un ente o planeador central decide cómo repartir entre los distintos generadores térmicos, que usan gas, el insumo restante que queda en el país y según si necesitan del mismo o no.
4. Los generadores térmicos a gas cambian las ofertas que presentan al operador del sistema según si se les asignó gas y si tienen la posibilidad de sustituir este insumo con otro.
5. Se realiza un despacho por orden de mérito con las nuevas ofertas para asignar los cupos de generación y se determina el nuevo precio de la energía según sea el caso, así como si hay racionamientos de energía o no.

El anterior listado resume, de manera muy general, la metodología a usar en tiempos normales. A continuación, se explica en detalle cada uno de los pasos y se discuten los supuestos utilizados.

1. Racionamiento de una proporción $\alpha \in [0,1]$ del gas natural:

   En términos prácticos, los generadores térmicos que usan gas pueden producir o no, pero dentro del despacho centralizado siempre realizan una oferta de energía al operador del mercado. Así, se pueden identificar dos cantidades de gas relevantes para el racionamiento: hay una cantidad de gas que potencialmente se puede usar y corresponde al gas necesario para que un generador cumpla con su oferta de energía, y una cantidad de gas usada efectivamente que corresponde al gas quemado para generar un cupo de energía asignado. Así, se asume como supuesto que un generador realiza una oferta de energía solamente si tiene a su disposición el combustible que usaría en caso de ser despachado. Lo anterior implica que el racionamiento de gas se realiza sobre el gas que potencialmente puede ser usado en el país.

Por otro lado, el supuesto enunciado lleva a que se incluya el gas natural nacional e importado dentro del stock de gas que el país tiene para generación térmica. Sin embargo, se impondrá que el insumo almacenado en la planta de regasificación no entra en este stock. Así, se asegura que la planta de regasificación sea tratada como un seguro ante el desabastecimiento de este commodity.

2. Repartición de gas a los miembros del grupo térmico si $\alpha > 0$:

   Dado que la planta de regasificación es un seguro ante el desabastecimiento de gas para las plantas pertenecientes al llamado grupo térmico, i.e. los recursos de Termocandelaria, Termobarranquilla y Termoflores, se permitirá que cuando exista un racionamiento de $\alpha > 0$ la planta le pueda brindar gas a los recursos de este grupo que se vean afectados. Además, según las especificaciones de la planta de regasificación esta puede suplir por 7 días, de manera continua, hasta 440 millones de ft^3 de gas diario. Entonces, por las características del modelo se supondrá que se requiere extender lo más que se pueda la prestación del servicio de la planta, lo que se realizará haciendo que el gas alcance por un mes y así haya 110 millones de ft^3 de gas diario a disposición de los miembros del grupo térmico. Finalmente, se supone que la repartición de gas de la planta a los miembros del grupo térmico se realizará respetando el orden de mérito planteado por las ofertas de energía que estos presentan al operador del mercado.

3. Repartición de gas realizada por el planeador central:

   Al suponer que existe un ente o planeador central que reparte el gas no racionado, se debe pensar en que hay algún criterio de eficiencia económica que guie la asignación. Para determinar el criterio, es importante conocer el objetivo con el cual se quiere llevar a cabo la asignación del insumo.

   En primer lugar, se tomará un enfoque de priorización del recurso escaso que debe buscar proteger los intereses del consumidor: que se le preste el servicio de energía eléctrica y al menor precio posible, sin que esto último afecte la provisión del servicio. En este sentido se supondrá que ante un racionamiento se aprovisionará de gas a los generadores según el siguiente orden de prioridad:

      1. Recursos de generación fuera de mérito: Plantas que funcionan únicamente con gas.
      2. Recursos de generación fuera de mérito: Plantas que pueden funcionar con al menos un combustible distinto al gas.
      3. Recursos de generación dentro de mérito.

   En todos los casos, los generadores que entran dentro de la misma categoría se priorizan según su oferta en el despacho central, i.e. por orden de mérito.

   Ahora, por simplicidad se supone que aquellos recursos que tengan una parte de su generación dentro de mérito y otra por fuera, serán tratados como dos generadores por separado. Así, un generador producirá toda su energía dentro de mérito y el otro por fuera, sin que la asignación (o no asignación) de gas a uno de estos obligue a asignarle insumo al otro.

4. Cambio de ofertas por parte de los generadores térmicos que usan gas:

   Como se expuso anteriormente, los generadores, térmicos o no, presentan ofertas compuestas de un precio o puja y una cantidad de energía disponible para ser generada. Así, el racionamiento y la reasignación del gas restante llevan a una situación en la que probablemente haya generadores que deban modificar la oferta que presentan al operador del sistema. Puntualmente, los generadores que se encuentren en esta situación serán aquellos térmicos que usan gas a los cuales no se les asignó insumo durante la repartición discutida anteriormente.

   En consecuencia, los recursos de generación que no se les concede gas tienen dos opciones: sustituyen su insumo por otro combustible o no ofertan. Para los primeros, se supondrá que el cambio en los combustibles usados en la generación implica un cambio en la oferta que realizan. Como no se conoce la estructura de costos de estos agentes, los incentivos que los mueven y en general el comportamiento estratégico que asumen, se supondrá que el cambio de insumo afecta únicamente el precio o puja que se presenta en la oferta y no la energía disponible que reportan. Así, se asume que los generadores elegirán el sustituto del gas que sea más barato por unidad de energía eléctrica a producir. Con la selección de dicho combustible, el recurso de generación observa cuanto se le encarece producir una unidad de energía y eleva en la misma magnitud su puja. Así, el operador del mercado recibe las nuevas ofertas y continúa al siguiente paso.

5. Despacho:

   Conociendo las nuevas ofertas de los generadores, el operador realiza el nuevo despacho. Este nuevo despacho, como como modelo simplificado, se asume que es una subasta de precio uniforme. Luego, se consideran dos casos:

   Generación fuera de mérito: Para esta generación, el operador no tiene injerencia en lo que sucede con los recursos que usan gas y su generación. Si la planta posee gas, entonces el precio al que vende la energía y la energía que genera no cambian con respecto a la situación inicial. Por otro lado, si resulta que el recurso no obtiene gas pero puede sustituir su uso, entonces generará energía, pero lo hará a un costo más alto. En detalle, el precio que cobrará será el precio inicial más el sobrecosto que paga por utilizar el combustible sustituto. Finalmente, si el recurso no obtiene gas y no puede reemplazar este insumo, entonces este no generará y por lo tanto se racionará la demanda que este atendía.

   Generación dentro de mérito: Para esta generación, el operador tomará la demanda que tiene que suplir, siendo esta igual a la demanda dentro de mérito en la situación inicial. Luego, tomará las nuevas ofertas de los generadores y realizará una subasta de precio uniforme como la enunciada anteriormente. De esta, obtendrá un precio de cierre que será considerado el precio de bolsa de esta simulación.

   Este abordaje del problema presentado tiene en cuenta la dificultad que existe para reemplazar la generación fuera de mérito y lo hace por medio de imponer una

restricción al accionar del operador del mercado: este solo se limita a ver si, con respecto a la situación inicial, un generador es capaz o no de producir, así sea a un costo más alto. Sin embargo, cuando se observa la generación dentro de mérito, se reconoce la capacidad que existe de sustituir la producción entre generadores al no tener restricciones asociadas.

8.1.2.2 Afectación de los agentes en tiempos normales.

Teniendo en cuenta los supuestos y estructura del modelo para tiempos normales, es necesario reconocer cuál es el efecto de un racionamiento de una proporción $\alpha \in [0,1]$ del gas que hay en el país. Así, según sea el caso, los productores y consumidores afrontan ciertas consecuencias, las cuales se enuncian a continuación:

Generación fuera de mérito: Como se enunció en el punto anterior, la fracción de la demanda que se suple fuera de mérito enfrenta las restricciones propias de esta situación, hecho que afecta también a los productores. Si resulta que la planta no puede producir, entonces la demanda que suple es racionada y el productor deja de obtener las ganancias que deriva de generar. Ahora, en el caso en que el generador puede producir, pero requiere hacerlo cobrando un precio mayor, se tiene que la demanda no se raciona, pero los consumidores deben asumir el incremento en el costo de la energía que utilizan. Finalmente, si al generador se le asigna gas o en la situación inicial no utilizó este combustible, entonces no hay efecto alguno sobre el bienestar de los agentes, consumidores y productores.

Generación dentro de mérito: Al existir un racionamiento de gas y por tanto un cambio en las ofertas de los productores, el mecanismo de subasta determina los efectos sobre el mercado: incremento en el precio pagado a la generación que debe asumir el consumidor, los beneficios que perciben o dejan de percibir las firmas y si existe un racionamiento de energía.

Finalmente, los incrementos en los precios se cuantifican en $/kWh, la perdida asociada a la demanda racionada se cuantifica utilizando los escalones del CRO, y el efecto sobre el productor se observa con los cambios que tiene que hacer en sus ofertas y el excedente que pierde.

8.1.2.3 Modelo para periodos de escasez.

Según la definición dada para los tiempos de escasez, estos se describen como los periodos de tiempo (i.e. días y horas) en los cuales el precio de bolsa supera el precio de activación de escasez. Así, por la estructura del mercado, en estos periodos los agentes que producen están cumpliendo con las OEF que tienen y el precio cobrado en el mercado es el precio de escasez de activación. Para este caso, se supone que los generadores siempre honran sus contratos, luego en caso de tener una OEF, el generador debe responder por la energía que dice su contrato. Entonces, sea que la energía se produzca por el tenedor de la OEF o este se la compre a otro generador y la revenda, la obligación será cumplida. Por lo tanto, suponiendo que en el mercado

siempre hay alguien para vender energía al precio de bolsa (el cual supera el precio de escasez), la situación es la siguiente:

1. Se da un racionamiento de una proporción $\alpha \in [0,1]$ del gas natural que hay en el país, sea nacional o importado, y este racionamiento no afecta al gas disponible en la planta de regasificación de Cartagena.
2. Los miembros del grupo térmico, i.e. los recursos de generación que pueden recibir gas de la planta de regasificación de Cartagena, reciben gas de la planta si $\alpha > 0$.
3. Un ente o planeador central decide cómo repartir entre los distintos generadores térmicos, que usan gas, el insumo restante que queda en el país y según si necesitan del mismo o no.
4. Los generadores deciden si producen la energía ellos mismos o la compran en el mercado.

Entrando en el detalle del mecanismo presentado en los literales anteriores, se presentan los supuestos y características que definen el abordaje propuesto:

1. Racionamiento de una proporción $\alpha \in [0,1]$ del gas natural: funciona igual que en el caso de los tiempos normales.
2. Repartición de gas a los miembros del grupo térmico si $\alpha > 0$: funciona igual que en el caso de los tiempos normales.
3. Repartición de gas realizada por el planeador central:

   En este caso, la repartición del gas se hace diferente, pues la situación obliga a evitar que se racione una proporción de la demanda a como dé lugar. Así, la repartición de gas que realiza el planeador central se hace según la magnitud de la demanda que un generador cubre. En consecuencia, se da prioridad en la entrega de gas a los generadores que cubren proporciones grandes de la demanda sobre los que cubren proporciones pequeñas.

4. Decisión de producir o comprar:

   Como último paso en esta situación, los generadores térmicos que usan gas conocen si se les asignó este insumo o no. Si se les asignó gas, producen sin ningún problema la misma cantidad de energía que en la situación inicial. Pero si no se les asigna gas, entonces los generadores afrontan dos situaciones:

   No se puede generar con un combustible alterno: En este caso el generador está obligado a comprar la energía que debe entregar en el mercado al precio de bolsa y revenderla al precio de escasez de activación. Esta situación implica que el generador incurre en una pérdida por unidad de energía que debe entregar, la cual es igual a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez de activación.

   Se puede generar con un combustible alterno: Bajo esta situación el generador debe decidir qué es mejor. Las opciones con las que cuenta son comprar la energía a

otro generador al precio de bolsa e incurrir en una pérdida como la propuesta en el párrafo anterior, o pagar, de su bolsillo, el sobrecosto de tener que cambiar de insumo. Esta decisión, con las características que tiene, se da porque el generador en la situación inicial tiene una obligación de energía en firme y la cumple usando gas. Entonces, en este caso el generador decide de manera óptima qué alternativa toma y asume el costo asociado a su elección.

8.1.2.4 Afectación de los agentes en tiempos de escasez.

Según lo descrito en el modelo propuesto para esta situación, la demanda siempre paga el precio de escasez, exista o no racionamiento de gas con respecto a la situación inicial. Por otro lado, los productores están obligados a cumplir con sus obligaciones y asumen el costo de responder por ellas y tener la mala fortuna de que no se les asigne gas. En consecuencia, en esta situación particular y por el diseño de las OEF, los generadores son quienes absorben el impacto de un racionamiento de gas que se suma a una situación crítica del sistema.

8.1.3 Resultados:

8.1.3.1 Validación del modelo de despacho utilizando una subasta uniforme:

La Tabla 16 muestra las distribuciones de los precios de bolsa, real y simulado bajo un racionamiento de $\alpha = 0$. Luego, para cada año del periodo relevante, las etiquetas *P. Bol* y *P. Sim* representan, respectivamente, el precio de bolsa que se observa en la realidad y el precio obtenido en la simulación cuando se supone un racionamiento nulo de gas.

Como se evidencia, las distribuciones presentadas son bastante parecidas. Ahora, según la Tabla 17, las correlaciones por año son bastante altas, lo que indica que el precio de bolsa simulado bajo un racionamiento de $\alpha = 0$ sigue bastante bien la dirección y la dinámica que presenta el precio de bolsa real.

8.1.3.2 Resultados periodos normales.

Para los periodos de tiempo en los cuales el precio de bolsa no excede el precio de escasez, las afectaciones a los agentes se resumen así:

Fuera de mérito.
Para el caso de la generación fuera de mérito se tienen dos posibles afectaciones a los agentes según si los generadores tienen o no forma de sustituir el uso de gas en sus plantas. En cuanto a los generadores que no pueden sustituir, se tiene que la demanda racionada para los niveles de racionamiento de gas $\alpha \in \{50\%, 100\%\}$ se expone en la Tabla 18 y la Tabla 19, respectivamente:

Tabla 16: Distribución de precios.

$/kWh	Obs	Media	Desviación	Min	5%	25%	50%	75%	95%	Max
P. Bol 2015	8736	378,65	342,9	46,79	130,24	174,3	217,91	517,34	928,1	2821,52
P. Sim 2015	8736	369,64	319,22	79,34	129,85	169,21	215,35	531,48	924,81	1946,12
P. Bol 2016	8760	298,74	251,32	61,1	91,55	132,93	175,27	421,72	868,25	884,84
P. Sim 2016	8760	288,39	249,48	60,93	85,5	126,05	165,4	431,65	868,25	884,39
P. Bol 2017	8760	106,11	37,89	60,31	64,27	68,08	103,88	132,72	174,36	383,45
P. Sim 2017	8760	99,56	33,78	60,21	62,35	65,73	99,1	123,5	162,81	211,33
P. Bol 2018	8760	116,25	49,62	61,46	68,35	74,1	102,66	142,93	206,17	555,12
P. Sim 2018	8760	107,47	45,76	61,12	66,83	69,96	92,8	132,05	189,91	361,7
P. Bol 2019	8736	228,54	97,2	69,95	84,32	147,71	221,34	301,34	390,04	910,47
P. Sim 2019	8736	213,03	93,15	69,53	77,61	134,29	205,41	282,03	374,41	501,63
P. Bol 2020	8736	251,71	113,37	71,34	109,99	160,72	217,51	339,37	461,81	745,5
P. Sim 2020	8736	230,95	109,95	76,93	90	142,5	203,59	311,71	430,63	617,4

Fuente: Cálculos propios

Tabla 17: Tabla de correlación (P. Bol vs P. Sim).

%	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Correlación	98%	99%	94%	93%	95%	96%

Fuente: Cálculos propios

Tabla 18: Demanda Fuera de Mérito Racionada (Racionamiento Gas 50%)

MWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	0	0,94	3,96	9,01	0	0
Desviación	0	25,44	50,23	75,47	0	0
Min	0	0	0	0	0	0
5%	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0
50%	0	0	0	0	0	0
75%	0	0	0	0	0	0
95%	0	0	0	0	0	0
Max	0	769,01	767,08	772,41	0	0

Fuente: Cálculos propios

Para el caso de un racionamiento de gas dado por $\alpha = 50\%$, se puede observar que el racionamiento de la demanda fuera de mérito es casi inexistente. Para los años 2015, 2019 y 2020, no se presenta racionamiento alguno de la demanda fuera de mérito y para el periodo 2016-2018 los racionamientos de energía eléctrica se presentan en menos del 5% de los periodos (día/hora) revisados. Ahora, con respecto al tamaño del racionamiento de energía en los años en los que efectivamente existió, para los momentos del tiempo en que esto sucedió se observó que la demanda racionada es importante, lo que puede significar una afectación grave a los agentes que son consumidores de este segmento de la generación durante estos momentos.

Tabla 19: Demanda Fuera de Mérito Racionada (Racionamiento Gas 100%)

MWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	173,69	292,09	425,31	474,82	316,73	274,16
Desviación	223,48	216,9	75,42	130,62	173,33	202
Min	0	0	0	0	0	0
5%	0	0	325,57	339,93	0	0
25%	0,04	2,35	406,91	408,29	316,18	13,69
50%	9,75	407,13	408,97	450,88	346,45	344,51
75%	399,58	413,59	445,89	527,65	409,86	409,11
95%	568,62	553,96	559,76	730,43	541,91	568,51
Max	869,23	868,6	856,56	864,81	818,63	815,35

Fuente: Cálculos propios

Contrario a lo expuesto en la Tabla 18, un racionamiento total de gas natural afecta fuertemente a la generación fuera de mérito y a su demanda. Puntualmente, al no existir gas que repartir, esta generación de difícil reemplazo no puede sustituirse por producción de otros recursos, luego inevitablemente se da un racionamiento de energía eléctrica. Es por esto que, ante un racionamiento total de gas, se ven altos valores de racionamiento de la demanda fuera de mérito y en gran parte de los periodos observados, como se muestra en la Tabla 19.

Otro de los posibles efectos que se observa cuando existe un racionamiento de gas, y que es necesario tener en cuenta dentro de la demanda fuera de mérito, es el cambio de costos que enfrentan los generadores. Por hipótesis, los generadores que atienden a la demanda fuera de mérito y que deben cambiar su oferta, acuden a incrementar el valor de la puja que hacen. Ahora, bajo esta situación la demanda absorbe el incremento del costo del oferente y se lo debe pagar. Sin embargo, contrario a la percepción ex ante que se tenía, los oferentes fuera de mérito en general reportan producir únicamente con gas o hacen parte del grupo térmico. Así, bajo los supuestos y estructura propuesta, sucedieron dos fenómenos dentro de las simulaciones:

Cuando el racionamiento de gas es de $\alpha = 50\%$, por el orden de prioridad en la asignación del gas y el uso de la planta de regasificación, los generadores que abastecen a la demanda por

fuera de mérito y que pueden sustituir su insumo tienen gas a su disposición. Luego, en esta situación no necesitan reemplazar el gas y por lo tanto no incrementan el precio que cobran a la demanda.

Por otro lado, cuando el racionamiento de gas es de $\alpha = 100\%$, resulta que los generadores que suplen la demanda fuera de mérito y pueden sustituir el gas están dentro del grupo térmico. En consecuencia, estos generadores obtienen el gas que necesitan de la planta de regasificación y no incrementan el precio cobrado a la demanda.

Según lo anterior, para todos los años en cuestión y todos los niveles de racionamiento de gas $\alpha \in \{50\%, 100\%\}$, la generación fuera de mérito que es atendida por recursos que pueden sustituir su uso de gas no ve una afectación a los precios que pagan. Así, la importancia de la planta de regasificación de Cartagena se hace evidente al activarse como seguro contra la subida de precios en este segmento de la generación. Finalmente, es importante tener en cuenta que en el caso de la generación fuera de mérito abastecida por plantas no tienen sustituto, se tienen casos de generadores que no pertenecen al grupo térmico, luego la planta de regasificación no puede frenar su desabastecimiento de gas si no se les asigna.

Dentro de mérito.
Para el caso de la demanda que se atiende dentro de mérito, el racionamiento de gas puede tener dos efectos sobre esta: hacer que se pague un precio más alto u obligar a racionarla. Afortunadamente, para el caso colombiano en el mercado oferta suficiente energía para no dejar desatendida a la demanda que se reporta como demanda atendida por generadores nacionales. Esta afirmación se hace en el marco de las simulaciones llevadas a cabo y suponiendo un racionamiento de gas igual a $\alpha \in \{50\%, 100\%\}$.

Lo anterior significa que, para la demanda nacional atendida dentro de mérito, la energía ofertada por generadores que pueden producir en una situación de racionamiento de gas es suficiente para atenderla. Esto, tiene en cuenta que hay recursos que atienden demanda fuera de mérito y no incluye la fracción de la demanda atendida con energía importada. Esto implica que, las ofertas de energía tenidas en cuenta no incluyen la fracción de la oferta realizada por el agente que corresponde a generación fuera de mérito y saca del análisis los intercambios de energía que hay con el exterior.

Si bien es alentador el resultado anterior, este no exime a los consumidores de tener que pagar un precio superior por la energía cuando se raciona gas. Así, en la Tabla 20 y la Tabla 21 se presentan las distribuciones de los incrementos en el precio de bolsa encontradas, en los ejercicios de simulación, al realizar las subastas de precio uniforme propuestas.

El efecto observado del racionamiento de la mitad del gas disponible en el país parece ser leve. Para los años 2017-2020, en el 95% de los días/hora revisados se encuentra que el precio de bolsa se mantiene inalterado. Además, para una fracción inferior al 2% de las épocas revisadas en estos años, el precio de bolsa crece levemente en esta situación, razón por la que el efecto

puede considerarse casi nulo en estos años. Por otro lado, para los años 2015 y 2016, se observa una subida del precio de bolsa relevante para el 5% de los casos y unos momentos del tiempo en el que el precio de bolsa sube de manera estrepitosa. No obstante, la cantidad de épocas en las que sucede este fenómeno puede considerarse despreciable.

Tabla 20: Incremento del precio de bolsa (Racionamiento Gas 50%).

$/kWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	10,99	5,39	0,06	0,06	0,05	0,87
Desviación	35,1	23,21	1,08	0,95	1,33	6,48
Min	0	0	0	0	0	0
5%	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0
50%	0	0	0	0	0	0
75%	8,03	0	0	0	0	0
95%	53,25	30	0	0	0	0
Max	1120	368,73	41,36	34	57,91	127,13

Fuente: Cálculos propios

Tabla 21: Incremento del precio de bolsa (Racionamiento Gas 100%)

$/kWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	24,49	14,28	0,43	0,44	6,35	12,05
Desviación	55,25	38,44	2,74	2,97	16,52	23,69
Min	0	0	0	0	0	0
5%	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0
50%	5,5	0	0	0	0	0,91
75%	26	9,9	0	0	1,56	13,07
95%	115,26	78,09	1	1,28	40,88	60
Max	1120	370,85	45,62	58,79	125,21	235

Fuente: Cálculos propios

En cuanto a lo que sucede con el precio de bolsa cuando el racionamiento de gas es total, los resultados muestran, de cierta manera, la importancia de la generación térmica en la coyuntura que aconteció. Para los años 2017 y 2018, cuando el clima colombiano se había recuperado del fenómeno del Niño que aconteció entre 2015 y 2016, un racionamiento de gas únicamente afectó el precio de bolsa el 5% de los días/hora analizados y lo hizo de forma despreciable en la mayoría de estos casos. En el caso de 2016 y 2019, años en los que el fenómeno del Niño menguaba y las condiciones hidrológicas del país desmejoraron levemente con respecto a 2017 y 2018, respectivamente, los precios se vieron afectados en poco más del 25% del

tiempo. En particular, se observan incrementos tímidos en el precio de bolsa en el 15% del tiempo e incrementos relevantes del mismo en el 10% del tiempo.

Como últimos años a revisar, nos queda 2015 y 2020. Al ver las estadísticas de este último año, se puede evidenciar que los incrementos del precio se dan en poco más del 50% del tiempo y se tienen subidas importantes en más del 10% del tiempo. En adición, se observan periodos de tiempo en los que la subida de precios es preocupante por su magnitud, lo que muestra que hay momentos durante este año en los que el sistema era muy vulnerable a la falta de gas. Finalmente, en el año 2015 se observan los efectos más estrepitosos del racionamiento de gas. En primer lugar, para más del 50% del tiempo se presentan subidas del precio de bolsa cuando hay una situación de racionamiento total de gas. En segunda instancia, los incrementos del precio son importantes en más del 20% del tiempo y se llega a tener incrementos de más de 500 $/kWh en algunos periodos de tiempo, situación que puede llevar a que se activen las obligaciones de energía en firme en los momentos en los que no se hizo uso de este mecanismo.

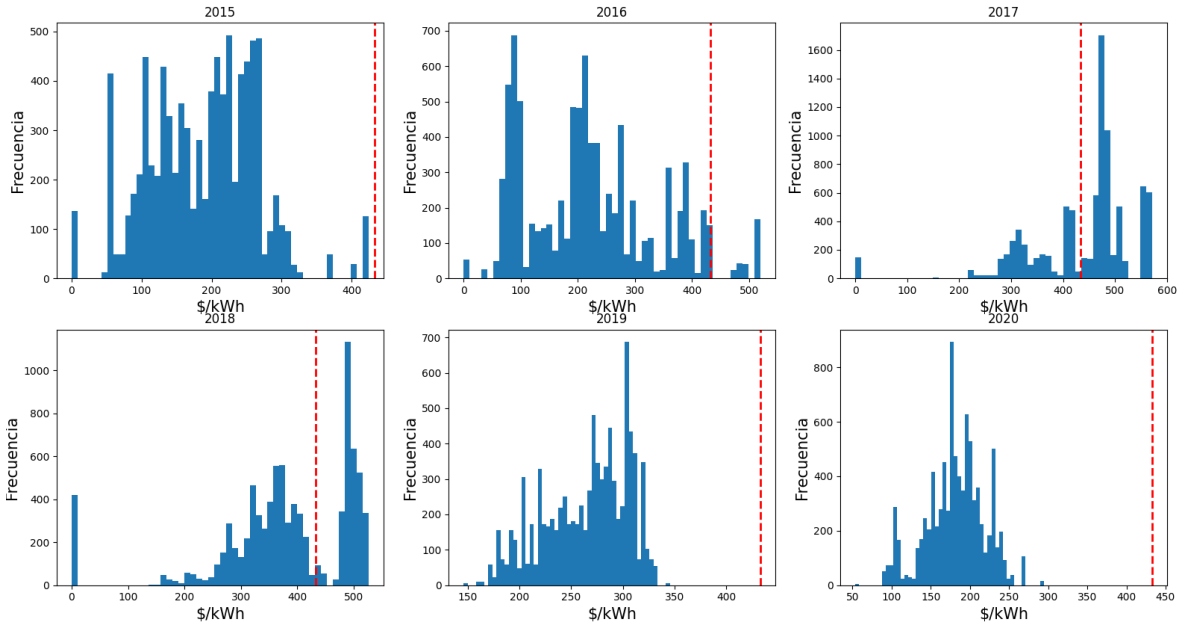
Cambio en las ofertas promedio.

En esta subsección, se hace la comparación de los resultados de este estudio contra los presentados por Econometría S.A. (2015). Según la propuesta de estudio presentada por esta firma, los efectos del racionamiento total del gas sobre el mercado eléctrico se realizan como un incremento en los costos de los recursos termoeléctricos. Luego, el incremento del costo encontrado en este estudio es de 433 $/kWh, para plantas que sustituyen gas por combustóleo y se asume este costo como similar al del resto de generadores térmicos a gas. Con el fin de realizar una comparación justa entre resultados, se observará el cambio promedio de los costos de los generadores en nuestro estudio contra la cifra de 433 $/kWh propuesta por Econometría.

En la Gráfica 3 se pueden evidenciar las distribuciones de los incrementos promedio de los costos de los generadores y compararse contra el costo reportado por Econometría (línea roja). Así, a excepción de 2017 y 2018, los incrementos en los costos obtenidos en este estudio son sistemáticamente más bajos que los presentados por Econometría. Ahora, con respecto a 2017 y 2018, los incrementos promedio en los costos de los recursos, cuando se da un racionamiento total de gas, muestran una distribución que está alrededor de los 433 $/kWh. En particular, para 2017, se observa una alta concentración de datos a la derecha de la línea roja, teniendo que aproximadamente el 65% de los datos tienen esta característica. Finalmente, en el caso del año 2018, aproximadamente el 20% de los datos están a la derecha de la línea roja. Así, se puede afirmar que, en general, los incrementos promedio en los costos de los recursos reportados en este estudio son más bajos que la propuesta hecha por Econometría (2015).

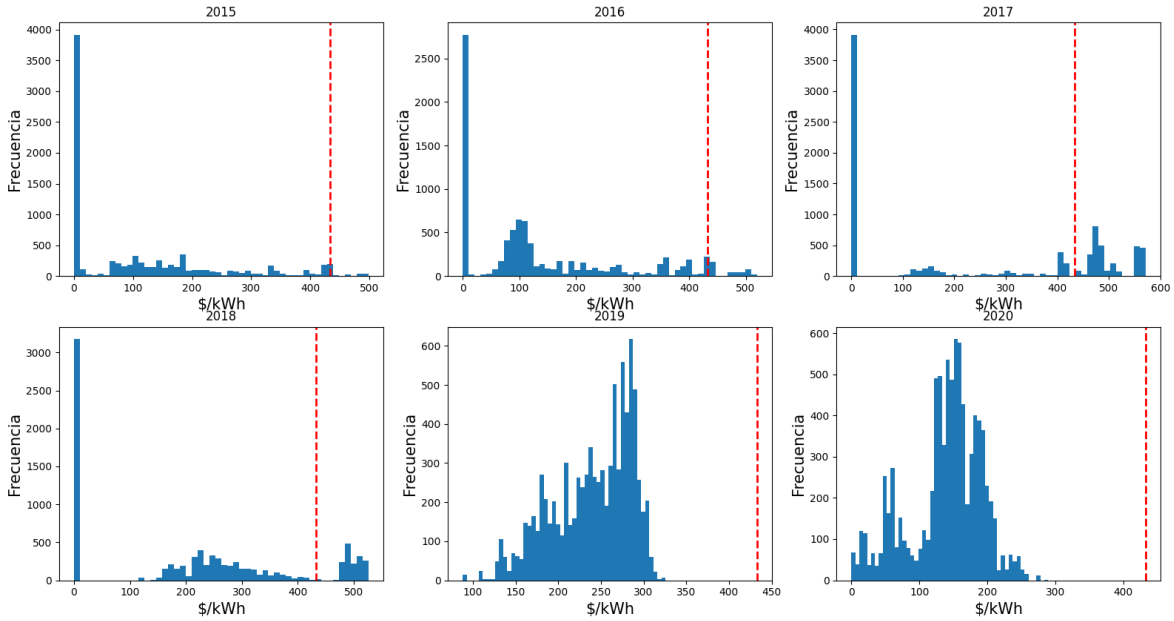
Ahora, con el fin de complementar el análisis anterior y poner en perspectiva los resultados del presente estudio, se presentan los incrementos en los costos promedio cuando se da un racionamiento del 50% del gas disponible.

Gráfica 3: Incremento en los costos promedio (Racionamiento Gas 100%)



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 4: Incremento en los costos promedio (Racionamiento Gas 50%)



Fuente: Elaboración propia

En síntesis, se ve una gran agrupación de datos alrededor de incrementos de 0 $/kWh en promedio, para el periodo 2015-2018. Además, para 2019 y 2020, se evidencia una gran cantidad de datos mayores que cero, pero lejanos de la línea roja, lo que indica incrementos "leves" del costo con respecto a los enunciados por Econometría (2015). Así, para este caso de racionamiento los incrementos promedio en los costos salidos de este estudio son generalmente más bajos que los propuestos por Econometría (2015).

Costo de la demanda racionada.

Como último punto en la revisión del caso de tiempos normales, se tiene la cuantificación del costo de la demanda racionada. Según la explicación dada del CRO, en la sección "Costo incremental de Racionamiento Operativo (CRO).", para cada día/hora se cuantificó la proporción de la demanda total que se raciona. Con este dato y la tabla del CRO vigente para cada momento, se encontró cuál es el costo de la energía que no se puede proveer a causa del racionamiento de gas. Así, los costos que corresponden a esta demanda se presentan a continuación:

Tabla 22: CRO (Racionamiento Gas 50%)

$/kWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	0	6,9	27,13	62,34	0	0
Desviación	0	196,93	354,25	533,36	0	0
Min	0	0	0	0	0	0
25%	0	0	0	0	0	0
50%	0	0	0	0	0	0
75%	0	0	0	0	0	0
Max	0	7476,19	7788,59	8279,51	0	0

Fuente: Cálculos propios

Cuando se presenta un racionamiento del 50% del gas disponible en el país, se está en una situación en la que en muy pocos casos la demanda de energía se raciona. Además, como se evidenció anteriormente, la demanda dentro de mérito no se raciona y los casos de racionamiento de la demanda fuera de mérito son pocos. Por estas razones, se evidencia una baja cantidad de periodos en los que el CRO es mayor que cero para este nivel de racionamiento de gas.

Por otro lado, cuando el gas es racionado en su totalidad, se tiende a racionar una mayor proporción de la demanda de energía atendida fuera de mérito y esto hace que se vaya más alto en los escalones del CRO. La evidencia de ello se encuentra en la Tabla 23, pues para más del 25% del tiempo se evidencian racionamientos de energía y el costo de estos crece con la magnitud del racionamiento. Lo anterior, más que evidente, se enuncia porque al racionarse parte importante de la demanda fuera de mérito se alcanzan escalones altos del CRO. La razón es que la demanda fuera de mérito, para el periodo observado, es entre el 5% y 10% de la

demanda total. Así, al desatender a esta fracción del consumo de energía se puede llegar fácilmente al cuarto escalón del CRO e incurrir en costo bastante alto.

Tabla 23: CRO (Racionamiento Gas 100%)

$/kWh	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Observaciones	8736	8760	8760	8760	8736	8736
Media	1603,85	2706,92	3696,03	4089,65	3109,31	2955,33
Desviación	1322,92	1474,41	661,86	951,6	1483,95	1761,63
Min	0	0	0	0	0	0
25%	1043,13	1191,04	3848,09	3991,11	2498,89	1436,83
50%	1097,11	3775,28	3933,03	4179,63	2585,13	2678,79
75%	3316,31	3883,19	3950,8	4254,61	4412,8	4567,95
Max	6811,05	7735,38	7850,39	8511,24	8978,12	9319,71

Fuente: Cálculos propios

8.1.3.3 Resultados periodos de escasez.

Para revisar los efectos de un racionamiento de gas en una situación crítica de escasez, hidrológica, se analizarán los años 2015 y 2016. Así, para los periodos de tiempo (día/hora) de estos años en los que hubo precios de bolsa superiores al precio de escasez de activación, se aplica la metodología enunciada en la sección “Modelo para periodos de escasez.”. Es importante resaltar la elección de estos años, pues durante estos se dio el único fenómeno del Niño cubierto dentro de las bases de datos construidas.

Sobrecosto pagado por los generadores que pueden sustituir.

Para los generadores que se quedan sin gas y pueden sustituir este insumo, el sobrecosto que enfrentan depende de la siguiente decisión. En primer lugar, pueden decidir comprar la energía al precio de bolsa, el cual es superior al precio de escasez de activación, y revenderla. Por otro lado, pueden decidir sustituir su insumo de producción y asumir el sobrecosto que esta acción conlleva, pero en todo caso debe cumplir con su contrato. Así, la decisión que puede tomar es cual sobrecosto quiere asumir, lo que implica elegir el sobrecosto más bajo, pues así se minimiza la pérdida. A continuación, en la Tabla 24, se presentan las distribuciones de los sobrecostos promedio en los que incurren los generadores que pueden sustituir, discriminando por los niveles de racionamiento de gas y el año en observación.

Es claro que, en cualquier año y nivel de racionamiento que se observe, los productores pueden incurrir en sobrecostos altos para cumplir su OEF. Además, en ambos casos de racionamiento existen sobrecostos superiores a 9 $/kWh y que alcanzan los 568 $/kWh. Así, bajo cualquier tipo de racionamiento los generadores que pueden sustituir afrontan pérdidas grandes que seguramente tengan impactos importantes en sus balances.

Tabla 24: Sobrecosto de los generadores con sustituto.

$/kWh	50%		100%	
	2015	2016	2015	2016
Observaciones	2358	2401	2571	2470
Media	194,27	145,91	274,09	196,71
Desviación	105,83	62,94	111,62	62,26
Min	16,39	9,41	88,16	114,51
25%	107,88	106,14	193,16	160,88
50%	170,25	134,48	264,31	182,58
75%	273,29	176,9	353,04	196,67
Max	573,83	641,94	568,9	986,34

Fuente: Cálculos propios

Sobrecosto pagado por los generadores que no pueden sustituir.

La siguiente tabla muestra los sobrecostos promedio para los generadores que no pueden sustituir. En particular, estos generadores no pueden elegir qué sobrecosto asumen y por tanto se presenta un panorama más complejo para estos productores.

Tabla 25: Sobrecosto de los generadores sin sustituto

$/kWh	50%		100%	
	2015	2016	2015	2016
Observaciones	2474	2453	2571	2470
Media	514,89	358,7	509,71	356,34
Desviación	351,34	188,53	350,63	190,06
Min	0,06	0,12	0,06	0,12
25%	296,55	170,29	295,96	167,91
50%	498,46	378,34	498,46	378,34
75%	518,98	565,25	518,98	565,25
Max	2519,09	582,41	2519,09	582,41

Fuente: Cálculos propios

8.2 Gas Natural Vehicular (GNV)

8.2.1 Metodología

Para el caso de gas natural vehicular el costo de racionamiento se calcula con base en la sustitución de GNV por gasolina o ACPM por parte de los vehículos. Para los vehículos híbridos se utiliza el sustituto del combustible que utiliza adicional al GNV y para los vehículos dedicados se usa como sustituto el combustible más usado para vehículos con características similares.

Para el cálculo del costo de racionamiento se utilizan principalmente 2 variables: el rendimiento del vehículo en kilómetros por unidad (kilómetros recorridos por galón o m^3) y el precio del combustible (pesos por galón o m^3).

Para obtener entonces el costo de racionamiento de gas natural vehicular en primer lugar es necesario calcular el costo del combustible por kilómetro, de la forma:

$$CT_{i,m,v}(\$/Km) = \frac{P_{i,m}\ (\$/und)}{d_{i,v}(Km/und)} \quad (30)$$

Donde $CT_{i,m,v}$ es el costo asumido en combustible i por Km para el tipo de vehículo v en el municipio m, $d_{i,v}$ es la distancia recorrida en kilómetros por tipo de combustible i para el tipo de vehículo v, y $P_{i,m}$ es el precio para el tipo de combustible i en el municipio m. Para el rendimiento del vehículo, se tienen en cuenta las siguientes características:

- Tipo de combustible (Gasolina, ACPM o GNV)
- Tipo de vehículo (automóvil, taxi, camión, etc.)

En este orden de ideas el costo de interrupción del gas natural vehicular se calcula como:

$$CI_{i,m,v}(\$/m^3) = (CT_{i,m,v}(\$/Km) - CT_{gnv,m,v}(\$/Km)) * d_{gnv,v}(Km/m^3) \quad (31)$$

Donde $CI_{i,z,v}$ es el costo de interrupción de GNV para el tipo de vehículo v que funciona con gas natural vehicular y con el tipo de combustible i como sustituto**,** en el municipio m. Por otro lado, $d_{gnv,v}$ es la distancia recorrida en kilómetros con un m^3 de gas natural vehicular para el tipo de vehículo v. De igual manera, es posible calcular el costo de racionamiento como:

$$CR_{i,m,v}(\$/m^3) = CT_{i,m,v}(\$/Km) * d_{gnv,v}(Km/m^3) \quad (32)$$

Donde $CR_{i,z,v}$ es el costo de racionamiento para el tipo de vehículo v que funciona con gas natural vehicular y con el tipo de combustible i como sustituto**,** en el municipio m. Esta metodología se sustenta con el estudio realizado por (Econometría, 2015). Allí, se utiliza un

comparativo entre costos y rendimiento, para encontrar los costos de sustitución entre gas natural vehicular y gasolina. El estudio usa información de precios del año 2004 y encuentran que el costo de interrupción para usuarios de GNV está entre 2,311 $/m^3 y 2,362 $/m^3.

Es importante tener en cuenta que lo anterior es válido para aquellos vehículos que pueden sustituir su consumo de GNV por algún otro tipo de combustible. Por otro lado, los vehículos que no pueden realizar esta sustitución sencillamente no pueden ser encendidos y con ello cumplir su función. Entonces, en este caso se toma el costo de racionamiento para estos vehículos, como la valoración contingente por parte del propietario del vehículo. De manera similar a los estudios de valoración contingente referenciados,3 el costo de racionamiento se calcula como el valor monetario que el propietario del vehículo está dispuesto a pagar para evitar el racionamiento.

8.2.1.1 Costos de racionamiento GNV

La metodología mostrada anteriormente utiliza dos variables para el cálculo de costos de racionamiento. En primer lugar, utiliza el rendimiento en kilómetros de un vehículo por unidad $d_{i,v}$ para el tipo de combustible i y el tipo de vehículo v, el cual determina cuantos kilómetros puede recorrer un automóvil por unidad de combustible (galón o m^3). Esta variable fue recolectada de las tablas de rendimiento publicadas por UPME en el informe BEU. La segunda variable utilizada, es el precio $P_{i,m}$ para el tipo de combustible i en el municipio m. Esta variable fue obtenida de los datos otorgados por UPME desde el portal SICOM y desde Naturgas.

La Tabla 26 muestra los rendimientos consolidados por tipo de vehículo y combustible. Estos rendimientos nos muestran la distancia recorrida en kilómetros por tipo de vehículo y combustible por cada galón o metro cúbico consumido.

Tabla 26: Rendimientos combustibles por tipo de vehículo.

Tipo de Transporte	Rendimiento Diesel(km/galón)	Rendimiento Gasolina(km/galón)	Rendimiento Gas Natural(km/m3)
Automóvil	52	40	13
Camioneta	29	22	12
Taxi	65	50	13
Bus	12	8	3
Buseta	17	10	6
Microbús	29	23	7
Camión	12	10	5
Tractocamión	8	6	2

Fuente: Cálculos propios a partir de los datos de BEU (2019)

3 Véase (Econometría, 2015), (Jang, 2014) y (OSINERGMIN, 2012)

Basados en los datos mostrados en la Tabla 26 y en la serie de precios de los combustibles, es posible calcular mediante la ecuación (32) los costos de racionamiento de GNV. La Tabla 27 muestra los costos de racionamiento por tipo de vehículo y combustible sustituto. Los valores en la tabla muestran el costo, para cada tipo de vehículo y combustible sustituto, de racionar un metro cúbico de GNV.

En general, los costos de racionamiento de GNV con sustituto en ACPM son menores en comparación al que usa como sustituto la gasolina. Lo anterior debido a los mayores rendimientos del ACPM y a su menor precio con respecto a la gasolina.

Tabla 27: Costos de racionamiento GNV.

Tipo	Costo Racionamiento -Diesel ($/m3)	Costo Racionamiento Gasolina ($/m3)
Automóvil	2219,68	3008,18
Bus	2219,68	3470,98
Buseta	3133,67	5553,56
Camión	3699,47	4627,97
Camioneta	3673,96	5048,69
Microbús	2143,14	2817,02
Taxi	1775,74	2406,54
Tractocamión	2219,68	3085,31

Fuente: Cálculos propios

9 Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo expondremos el alcance y las limitaciones de las metodologías utilizadas, así como algunas recomendaciones para el proceso de estimación de costos de racionamiento de gas natural y GLP en Colombia a futuro.

Este informe se enfocó básicamente en dos aspectos. Primero, encontrar y proponer un sustento teórico y metodológico, con base en los datos disponibles actualmente, para calcular de manera alternativa los costos de racionamiento en gas natural y GLP. Segundo, recolectar y analizar las bases de datos recolectadas para presentar resultados sobre los costos de racionamientos en gas natural y GLP. Si bien este estudio no pretende dar indicaciones sobre como programar o implementar operativamente un racionamiento de gas, es posible ser usado como sustento para diferenciar el impacto de este sobre los distintos sectores y regiones del país.

En cuanto a la prestación del servicio de gas natural y GLP (tanto residencial como no residencial) es posible asegurar que el enfoque metodológico utilizado, nos permite diferenciar entre diferentes tipos de racionamiento. De esta forma, es posible observar que el costo de racionamiento es mucho menor, cuando este es programado y se raciona de manera eficiente en un porcentaje del consumo total, en comparación a un costo de racionamiento no programado que raciona el 100% del consumo total de gas.

Dado lo anterior, es posible obtener un racionamiento eficiente estableciendo un precio igual al costo de racionamiento o pagando una compensación igual al costo de racionamiento menos el precio de gas por metro cúbico o kilogramo que se deje de consumir.

Los capítulos 6 y 7 del informe presentan los costos de racionamiento programado y no programado para gas natural y GLP respectivamente. Dentro de los resultados se presentaron costos de racionamiento eficiente, para un racionamiento programado del 5%, 10% y 15% del total demandado. Adicional, se presenta el costo de racionamiento no programado, que equivale a un racionamiento del 100% del total demandado. De manera general y de acuerdo con el tipo de enfoque metodológico, los resultados nos muestran costos de racionamiento menor cuando este se realiza de manera programada y en una fracción del consumo total demanda, en comparación al costo de racionamiento en casos de cortes totales del combustible. Adicionalmente, se realizaron cálculos para corto y largo plazo con el propósito de tener cuenta racionamiento temporales (menores a un mes) o racionamientos de largo plazo debido a un desabastecimiento de gas natural o GLP.

Si bien los costos de racionamiento encontrados se encuentran calculados de acuerdo con el modelo teórico y a la metodología propuestas en los capítulos 3 y 4 respectivamente. El calculo de estos valores depende en gran parte de las estimaciones de demanda realizadas con los datos disponibles del mercado de gas natural y GLP, por lo que la consistencia y efectividad de

estos valores depende en gran parte de la variabilidad y disponibilidad de datos a lo largo de los periodos de tiempo tenidos en cuenta.

En este orden de ideas, una limitante del estudio es la escasez de datos encontrados especialmente en el sector industrial para gas natural no residencial. Por otro lado, las estimaciones de las elasticidades solo fueron posibles por región debido a la poca cantidad de datos por departamento y a la ausencia de datos en algunos municipios del país.

El enfoque teórico para el calculo de los costos de racionamiento y la metodología utilizada para la estimación de elasticidades, sustituye de manera eficiente el cálculo de la variación contingente por medio de encuestas. Se recomienda hacer uso de esta metodología en lugares donde exista una cantidad de información considerable (principales ciudades y departamentos) y recurrir al uso de encuestas en ubicaciones especificas con poca oferta de gas o poca variabilidad en los datos disponibles.

Para el caso de estudio en gas natural vehicular, se utilizó un enfoque de costo de sustitución por el combustible más cercano (gasolina o ACPM). La metodología implementada calcula el costo de racionamiento de gas natural vehicular como un costo por sustituir con un combustible alternativo. De acuerdo con los resultados presentados en la sección 8.2.1.1, el costo de racionamiento nos índica el costo en el que debe incurrir el consumidor al cambiar el combustible del vehículo de GNV a gasolina o ACPM.

De manera general, el calculo de los costos desde un enfoque de sustitución, nos brinda un estimador eficiente del racionamiento. En otras palabras, el costo supone que la disponibilidad de los diferentes tipos de combustible es igual en las áreas del país y que la sustitución se puede realizar dentro del vehículo (para los híbridos) o que el vehículo se puedo sustituir por uno similar con un tipo de combustible diferente (para los dedicados). En este orden de ideas, los costos de racionamiento mostrados son una subestimación de los costos reales en la economía y puede ser usado como una cota inferior en el cálculo de alzas en precios debido a un desabastecimiento o el cálculo de compensaciones para los consumidores afectados.

Para las situaciones propuestas en el estudio de energía eléctrica, los efectos del racionamiento de gas natural varían según el estado de la generación térmica, la generación hidráulica y el clima. Puntualmente, la presencia de fenómeno del niño llevó a que se dieran precios de bolsa por encima del precio de escasez, forzando así a la activación de los contratos de energía en firme. Así, bajo esta situación se observaron, en las simulaciones, subidas fuertes en los costos de los generadores que debían cumplir con sus OEF.

Por otro lado, para los casos en los que el precio de bolsa no supera el precio de escasez se encontraron varias cosas. En primer lugar, para la generación fuera de mérito se tienen varias afectaciones a los agentes, según si esta generación puede sustituir o no su insumo de producción. Para la generación que no tiene sustituto, se encuentra que por la priorización de la entrega de gas se evitan los racionamientos de energía casi siempre. El problema con este tipo

de generación llega con racionamientos altos de gas, los que llevan a que se den racionamientos de este segmento de la demanda de energía.

En cuanto a la generación fuera de mérito que cuenta con la posibilidad de sustituir el insumo de producción se ven subidas fuertes de los precios que se pagan por cuenta de las diferencias marcadas que existen entre el precio del gas y del combustible sustituto. Por último, para la generación dentro de mérito, i.e. aquella que se despacha por medio de subasta, se observan subidas de los precios pagados por la demanda según el estado de las ofertas de las hidroeléctricas y los precios de los combustibles.

Cabe aclarar la importancia de la planta de regasificación de Cartagena, pues en los casos revisados sirvió para mitigar el desabastecimiento de gas en las plantas térmicas a gas del caribe. El punto importante acá es la protección de la demanda altamente dependiente de la generación térmica a gas, que en su mayoría se encuentra en el caribe colombiano. Así, con los comportamientos observados en las simulaciones se evidencia la importancia de tener seguros contra el desabastecimiento de gas, especialmente en tiempos donde la generación hidroeléctrica sufre fuertes bajones.

A continuación, se presentan las principales ventajas y desventajas identificadas en la metodología propuesta según sea el caso. Cada uno de los puntos propuestos corresponden a limitaciones reflejadas en los modelos por cuenta del planteamiento de los mismos, la dificultad de conseguir datos con altos niveles de desagregación, el impedimento existente al intentar replicar procesos complejos como el despacho centralizado y de predecir comportamientos puntuales en los agentes del mercado.

Ventajas.

Ventajas conjuntas de la metodología tiempos normales y metodología de tiempos de escasez hidrológica:

- Se permite la creación de escenarios contrafactuales que contienen múltiples variables relevantes para el despacho y se incluyen las características observables que se dieron en cada momento del tiempo analizado.
- Con los contrafactuales mencionados se puede comprar una situación ficticia contra la realidad observada en el mundo.
- Se permite diferenciar entre periodos de condiciones hidrológicas complejas y los tiempos “normales” que se presentan en el país. Esto, además de distinguir el estado de las variables relevantes en ambas situaciones, permite incorporar las dinámicas que se dan con la rigidez que imponen los contratos de energía en firme a las plantas generadoras.
- Se incorpora el uso de la planta de regasificación como seguro al desabastecimiento de gas en los generadores pertenecientes al grupo térmico. Así, se tiene en cuenta la importancia de esta planta para la generación térmica del caribe colombiano, zona del país altamente dependiente de la generación térmica a gas.

- Se permite aproximar los efectos reales de un racionamiento de gas a través de la simulación del mecanismo de subasta del mercado eléctrico e intuir así el efecto que tiene esta situación en el equilibrio de mercado. En consecuencia, se puede intentar cuantificar la afectación de los consumidores y productores que participan en el mercado según la situación particular en la que se encuentren y el estado del mercado.
- Las metodologías presentan una simplificación manejable del funcionamiento del mercado al aproximarse al mismo por medio de una subasta de precio uniforme.

Ventajas únicas de la metodología para tiempos normales:

Se permite llevar a cabo una asignación eficiente del gas natural disponible luego del racionamiento, la cual busca proteger los distintos segmentos de la demanda de electricidad de un racionamiento o la subida de precios. Esto, atendiendo a la necesidad de proteger la prestación del servicio y minimizar los precios pagados por el consumidor, sin que lo último afecte la provisión del servicio.

Ventajas únicas de la metodología para tiempos con escasez hidrológica:

Se permite llevar a cabo una asignación eficiente del gas natural disponible luego de la pérdida de una fracción del gas disponible, la cual busca proteger a toda la demanda de un racionamiento de electricidad. Esto, atendiendo a la urgencia que se presenta en estas situaciones por evitar el cese de la provisión del servicio en una zona del país.

Limitaciones.

Limitaciones conjuntas de la metodología tiempos normales y metodología de tiempos de escasez hidrológica:

- Se elimina la interacción estratégica de los agentes oferentes. Esto es, se desconoce la existencia de creencias sobre las condiciones futuras del mercado y el accionar de los competidores ante una situación de competencia.
- Se supone que los generadores solo modifican la cantidad de energía que ofrecen si les es imposible producir. En caso de poder usar combustibles sustitutos, solo modifican la puja, lo cual puede no atender a un proceso de maximización de ganancias en una situación estratégica.
- Se elimina la interacción estratégica de los agentes demandantes. Así, se supone que la demanda es perfectamente inelástica y no se permite que los consumidores tomen decisiones acerca de su consumo. Esto es, no existe forma de balancear el gasto que llevan a cabo, en energía eléctrica, ajustando las cantidades que demandan y el momento en que lo hacen, lo que impide ajustes al equilibrio del mercado.
- Se supone que los costos de AOM y demás costos asociados a la sustitución de un combustible son iguales entre energéticos para cualquier planta térmica que se revise y en todo momento del tiempo.
- Se propone que existe un ente centralizado que puede asignar el gas, lo cual implica, según la forma en que opera, que no se tiene en cuenta la existencia de contratos de provisión de gas o que estos pueden ser violados sin consecuencias.
- Se supone que el racionamiento de gas se da de forma espontanea y sin ninguna capacidad de ser previsto por parte de los agentes.

- Para los generadores hay disponibilidad inmediata e ilimitada de los energéticos usados como alternativas al gas, sin tener en cuenta los posibles costos fijos en los que se incurre si efectivamente se tuviesen estos recursos a la mano.
- Con la existencia de generadores térmicos que tienen parte de su generación dentro de mérito y otra fuera de mérito, en un determinado momento, se separa a estos generadores como dos plantas aparte. Así, cada generador atiende únicamente a un segmento de la demanda: dentro de mérito o fuera, pero no los dos.
- Se supone que el Heat Rate de cada planta es homogéneo entre combustibles. Ello implica que las plantas siempre tienen la misma capacidad de transformar energía química en eléctrica.
- No se diferencia entre los precios de un mismo combustible cobrados a distintos generadores. Esto obvia la heterogeneidad de los precios pagados por los distintos generadores.
- Las metodologías no tienen en cuenta ciertas complejidades del mundo. Por ejemplo, solo se pueden tener en cuenta las restricciones e inflexibilidades observadas en el mercado y pagadas como reconciliaciones positivas. Aquellas que no sean observables no son tenidas en cuenta.

10 Referencias

Alcaraz, C., & Sergio, V. (2017). The Effect of Natural Gas Shortage on the Mexican Economy. *Energy Economics*, 1-26.

Arellano, M., & Bond, S. (1991). Some tests of specification for panel data: Monte Carlo evidence and an application to employment equations. *The review of economic studies, 58*(2), 277-297.

Arellano, M., & Bover, O. (1995). Another look at the instrumentla variable estimation of error-components models. *Journal of Econometrics, 68*, 29-51.

Asche, F., Nilsen, O. B., & Tveteras, R. (2008). Natural gas demand in the European household sector. *The Energy Journal, 29*(3).

Baker, P., & Blundell, R. (1991). The microeconometric approach to modelling energy demand: some results for UK households. *Oxford Review of Economic Policy*.

BanRep. (2021). *Índice de precios del productor (IPP)*. Obtenido de https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-del-productor-ipp

BanRep. (2021). *Tasa Representativa del Mercado (TRM - Peso por dólar)*. Obtenido de https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm

Benavente, J., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). El Costo de Falla Residencial en Chile: Una estimacion usando la curva de demanda. *Revista de Analisis Economico*.

Benavente, J., Galetovic, A., Sanhueza, R., & Serra, P. (2005). ESTIMANDO LA DEMANDA RESIDENCIALPOR ELECTRICIDAD EN CHILE: EL CONSUMO ES SENSIBLE AL PRECIO. *CUADERNOS DE ECONOMÍA*.

Blundell, R., & Bond, S. (1998). Initial conditions and moment restirctions in dynamic panel data models. *Journal of Econometrics, 87*, 115-143.

Blundell, R., & Bond, S. (2000). GMM Estimation with persistent panel data: an application to production functions, ,. *Econometric Reviews, 19:3*, 321-340.

Chacón, R., & Leiva, L. (2016). Incorporación de plantas menores de generación al mercado de energía colombiano y negociacion de la energía eléctrica generada. *Universidad EAFIT*. Obtenido de https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11494/RonaldJavier_Chac%C3%B3nEnciso_LuisEduardo_LeivaMutis_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Chraki, F. B. (2016). Análisis input-output de encadenamientos productivos y sectores en la economía méxicana. *Finanza y Politica Economica*, 55-81.

DANE. (2013). *Metodología de la Matriz Insumo-Producto (MIP).* Dirección de SIntesis y Cuentas Nacionales (DSCN).

Deaton, A., & Muellbaur, J. (1980). An almos Ideal Demand System. *American Review*.

Econometría. (2015). *Desarrollo de una metodología para determinar los costos de racionamiento de los sectores de electricidad y gas natural.* Bogotá D.C.

Económica, C. (2019). *Más allá del diésel: comparación entre la movilidad eléctrica y a GNV en el transporte público colectivo de pasajeros en áreas urbanas.* NATURGAS.

Ecopetrol. (10 de 2021). *Precios Vigentes Combustibles.* Obtenido de https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/multisitios/comercial/es/precios/precios-vigentes/precios-vigentes

Eurostat. (2008). *Eurostat Manual of Supply, Use and Input-Output Tables.* European Commission.

Hansen, L. P. (July de 1982). Large Sample Properties of Generalized Method of Moments Estimators. *Econometrica, 50*, 1029-1054.

Hernandez, & Gustavo. (2012). Matrices Insumo Producto y Análisis de multiplicadores: una aplicación para colombia. *Revista Economia Institucional*, 203-221.

Jang, L. Y. (2014). The Public Willigness to pay for securing a reliable natural gas supply in Korea. *Energy Policy*.

Jehle, G. A., & Reny, P. J. (2001). *Advanced microeconomic theory.* Boston: Addison-Wesley.

Labra, R., & Torrecillas, C. (2018). Estimating dynamic Panel Data. A practical approach to perform long panels. *Revista Colombiana de Estadística, 41*, 31-52.

Leahy, E., Devit, C., & Lyons, S. S. (2012). The cost of natural gas shortage in Ireland. *Energy Policy*.

Lenzen, M., & Jose M. Rueda, C. (2012). A note on the use of supply-use tables in impact analyses. *SORT*, 139-152.

OSINERGMIN, O. d. (2012). *Estimación del Costo de Racionamiento para el Sector Eléctrico Peruano.* Informe Técnico Nº 010-2012-OEE/OS.

Rodriguez, T. P., & Goncalves, S. (2019). Household Demand for LPG in Brazilian States. *ANPEC*.

Roodman, D. (2009). How to xtabond2: An introduction to difference and system GMM in Stata. *The Stata Journal, 9*, 89-136.

Serra, P., Benavente, J., Galetovic, A., & Sanhueza, R. (2005). El costo de falla residencial en Chile: una estimación usando la curva de demanda. Revista de Analisis Economico. *Economic Analysis Review, 20*, 23-40.

UPME. (2003). *Línea base colombiana para proyectos de pequeña escala.* Obtenido de https://www1.upme.gov.co/siame/Hemerotec/Mecanismo_desarrollo_limpio_sector_energetico/3_Linea_Base_Colombiana_Final_2.xls

UPME. (28 de Junio de 2016). *PROYECCIÓN DE PRECIOS DE LOS ENERGÉTICOS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA: ENERO 2016 – DICIEMBRE 2035.* Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_de_los_precios_de_los_combustibles_junio_2016.pdf

UPME. (2021). *Costo Incremental Operativo de Racionamiento (CRO)*. Obtenido de http://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/costos-de-racionamiento.aspx

Windmeijer, F. (2005). A finite sample correction for the variance of linear efficiente two-step GMM estimators. *Journal of Econometrics, 126*, 25-52.

XM. (2021). *Parámetros técnicos del SIN (PARATEC)*. Obtenido de Capacidad efectiva por tipo de generación: http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad

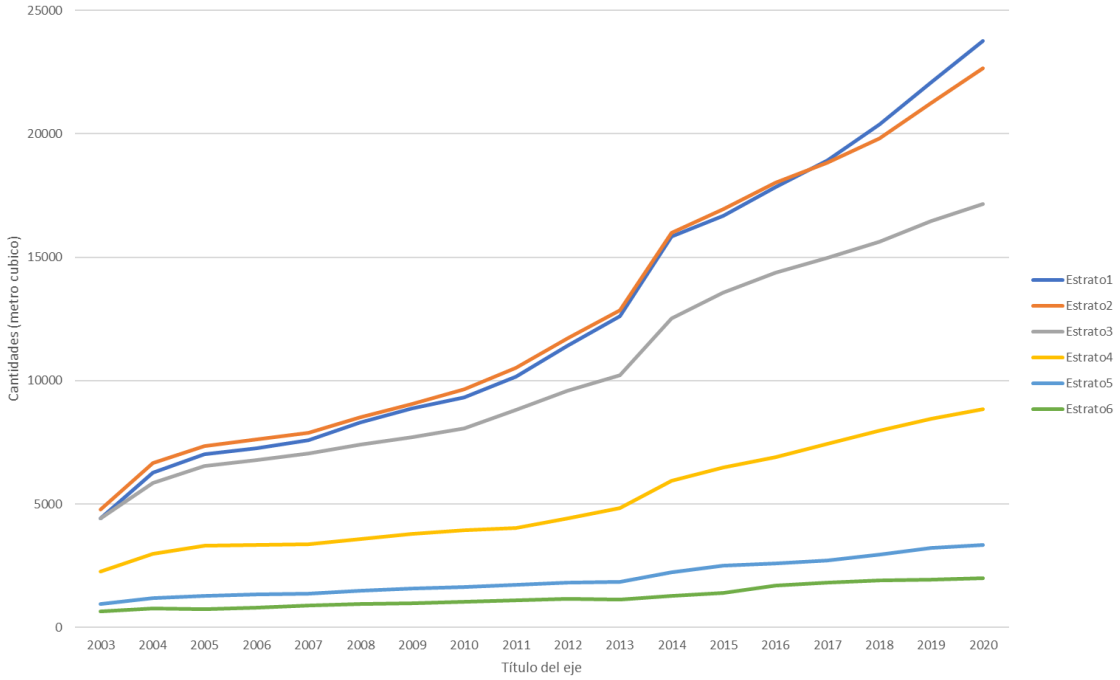
XM. (2021). *Portal BI*. Obtenido de http://portalbissrs.xm.com.co/Paginas/Home.aspx

11 Anexos

11.1 Variables relevantes para la estimación de los costos de racionamiento

En esta sección listamos los datos y fuentes necesarios para la aplicación de la metodología. Así mismo se identifican las variables relevantes. Para comenzar haremos un breve análisis descriptivos de las variables.

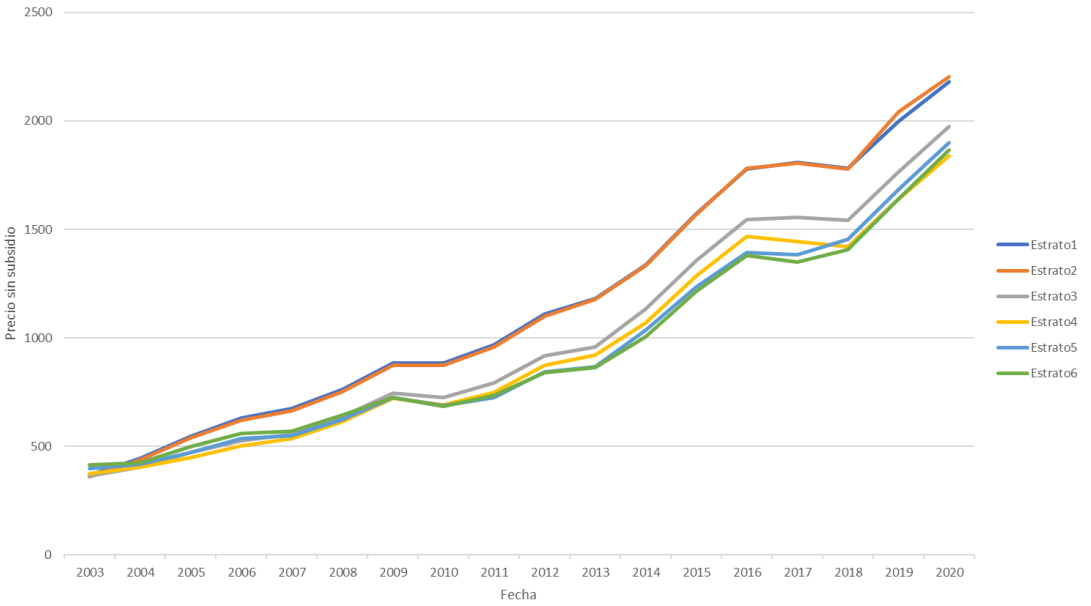
Gráfica 5: Consumo por Estrato de Gas Natural (Residencial)



Fuente: SUI y cálculos propios

De la anterior grafica es posible notar que el consumo se encuentra en orden invertido de estratos, donde los estratos bajos consumen más mientras los altos menos. Esto puede deberse debido a el número de suscriptores de cada estrato, donde los estratos medios y bajos tienen una mayor proporción de consumo total de gas natural.

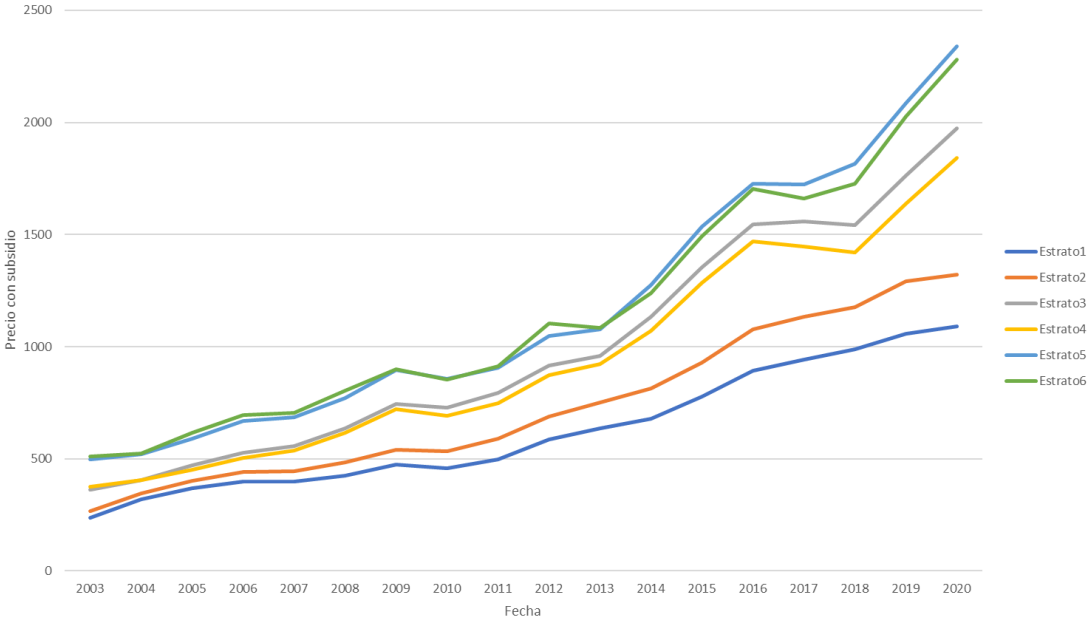
Gráfica 6: Precios sin subsidios por Estrato de GN



Fuente: SUI y cálculos propios

Precios del gas natural residencial por estrato, sin subsidios ni contribuciones, para el periodo entre 2003 y 2020. La gráfica muestra una tendencia al alza de los precios y precios más altos para los estratos 1 y 2 con respecto a los demás estratos.

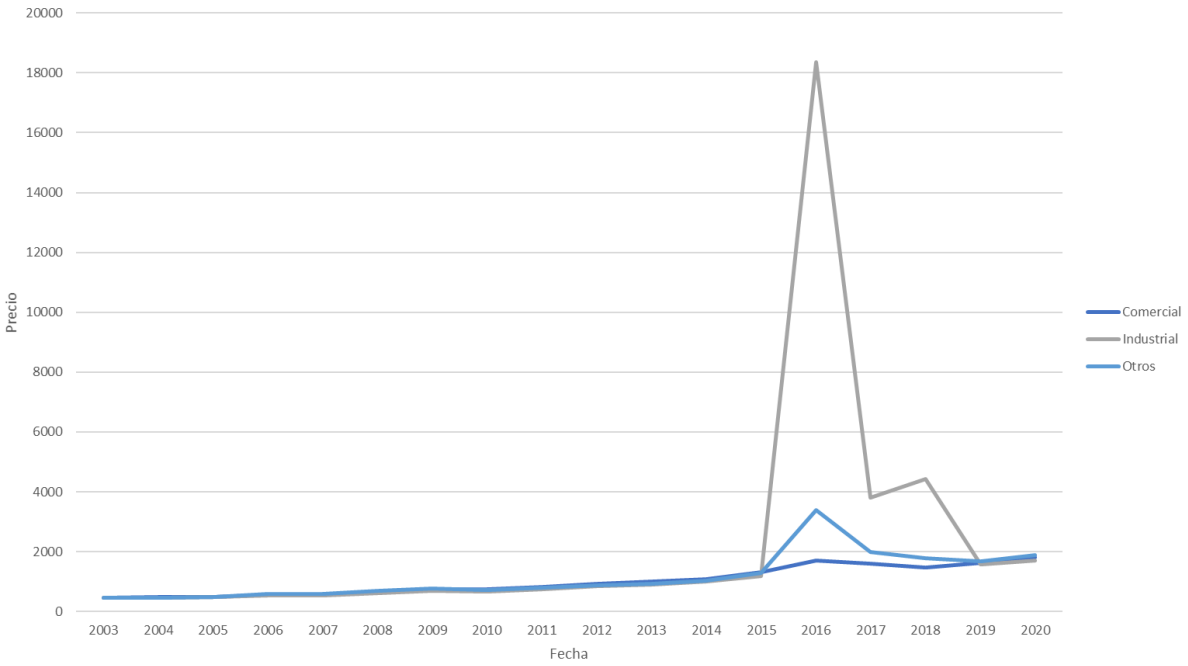
Gráfica 7: Precios con subsidios por Estrato de GN



Fuente: SUI y cálculos propios

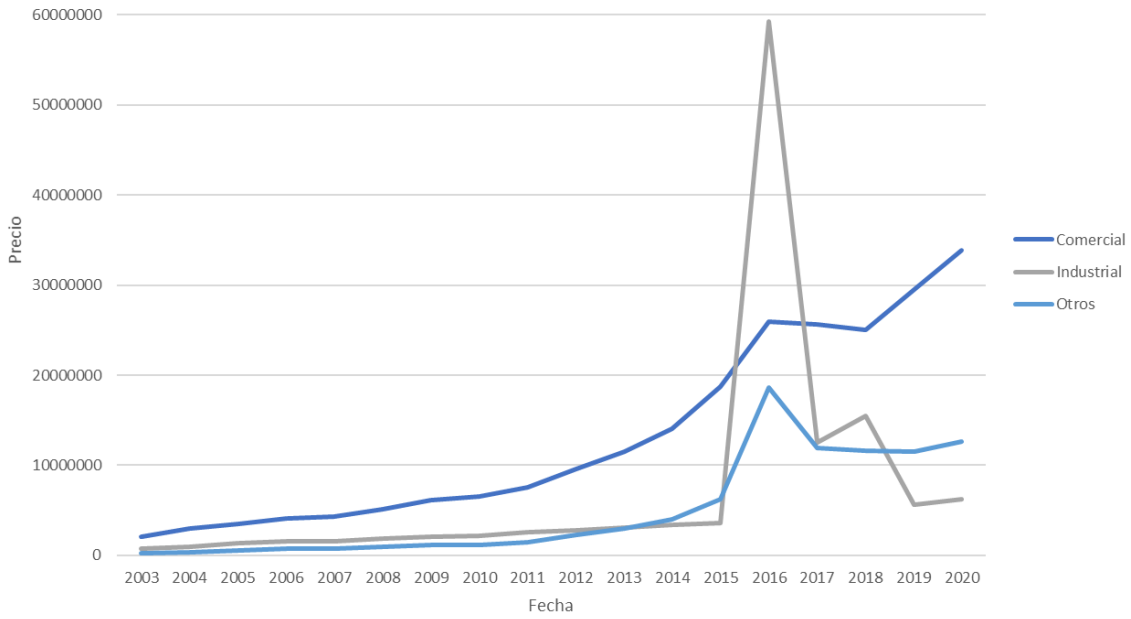
Precios del gas natural residencial por estrato, con subsidios y contribuciones, para el periodo entre 2003 y 2020. Teniendo en cuenta las transferencias, el precio pagado por el consumidor es ajustado, produciendo que los estratos más altos (5 y 6) sean los que paguen más por el servicio y estratos más bajos (1 y 2) sean lo que menos paguen.

Gráfica 8: Precio con subsidios de Gas Natural (No Residencial)



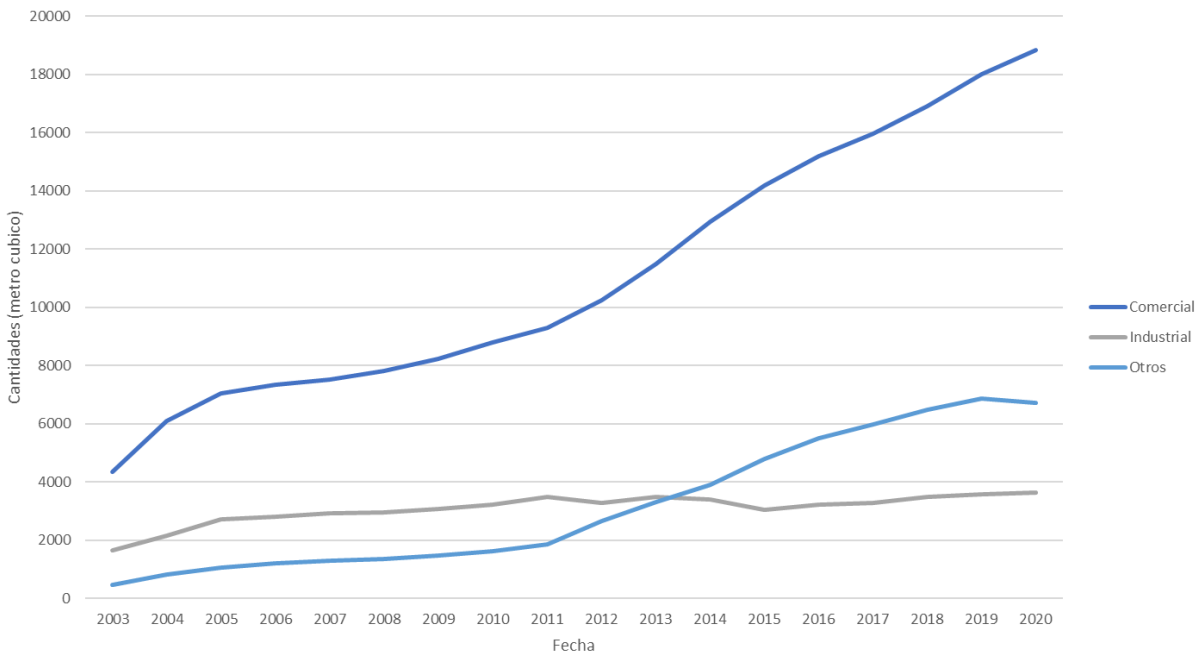
Fuente: SUI y cálculos propios
Precios del gas natural no residencial por sector, con subsidios y contribuciones, para el periodo entre 2003 y 2020.

Gráfica 9: Precio sin subsidios de Gas Natural (No Residencial)



Fuente: SUI y cálculos propios
Precios del gas natural no residencial por sector, con subsidios y contribuciones, para el periodo entre 2003 y 2020.

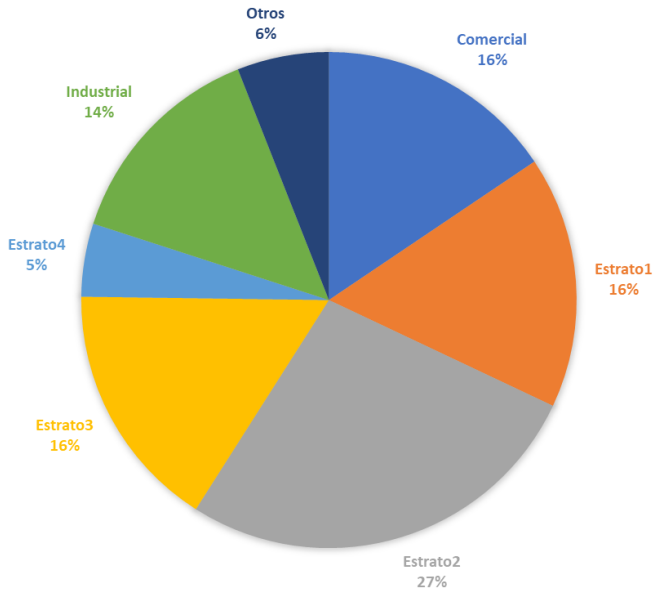
Gráfica 10: Consumo por Sector de Gas Natural (No Residencial)



Fuente: SUI y cálculos propios

Consumo del gas natural no residencial por sector para el periodo entre 2003 y 2020. Se observa un crecimiento mayor en el consumo de gas natural para el sector comercial. En el sector industrial el consumo parece permanecer constante durante el periodo analizado.

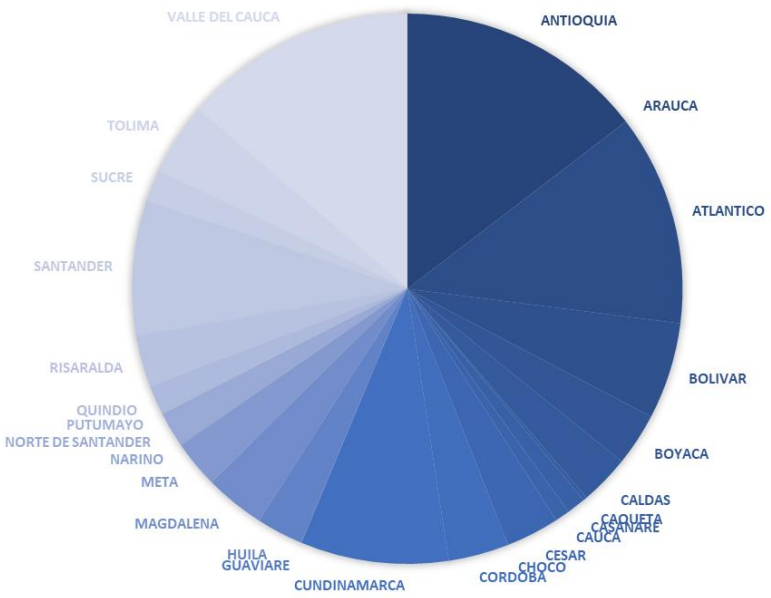
Gráfica 11: Proporción de consumo por Sectores/Estratos – Gas Natural



Fuente: SUI y cálculos propios

El consumo de gas residencial se consume en mayor proporción al no residencial y dentro de estos los estratos 1, 2y 3 son los que presentan mayores valores de consumo.

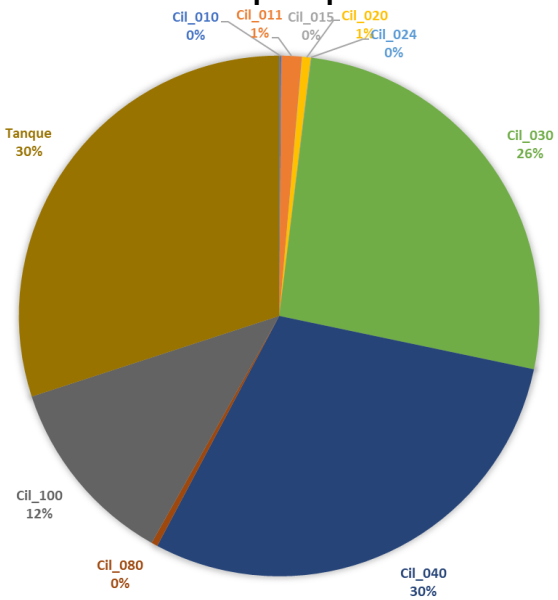
Gráfica 12: Proporción de consumo por Departamento – Gas Natural



Fuente: SUI y cálculos propios

El gas natural es consumido en mayor proporción en los departamentos del Valle del Cauca, Antioquia, Atlántico, Bolívar, Cundinamarca y Santander. Este mayor consumo es debido, a su mayor población y una mejor infraestructura en la distribución del gas.

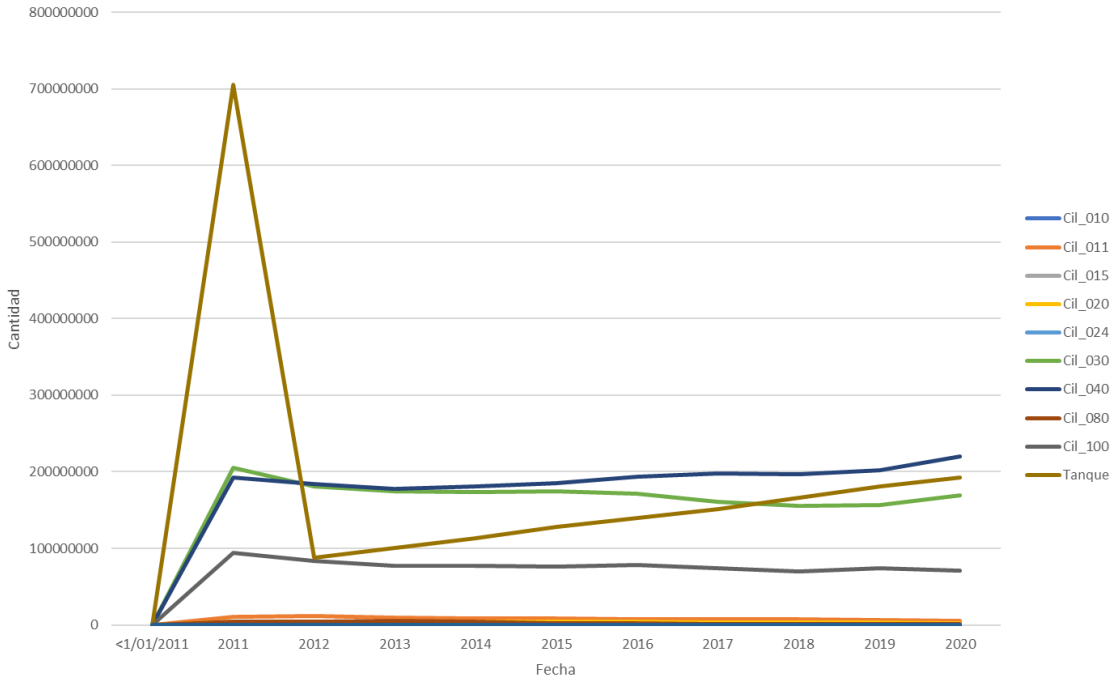
Gráfica 13: Consumo por tipo de Presentación GLP



Fuente: SUI y cálculos propios

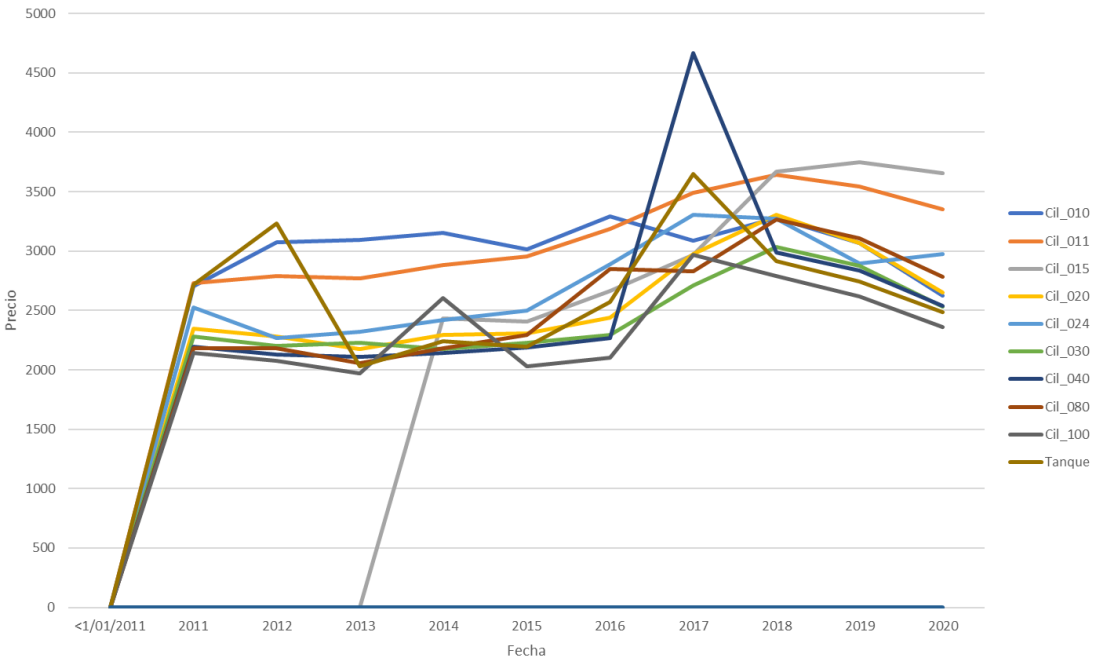
El GLP es consumido en mayor proporción por tanques estacionarios y cilindros de 30 y 40 libras.

Gráfica 14: Consumo por tipo de Presentación GLP



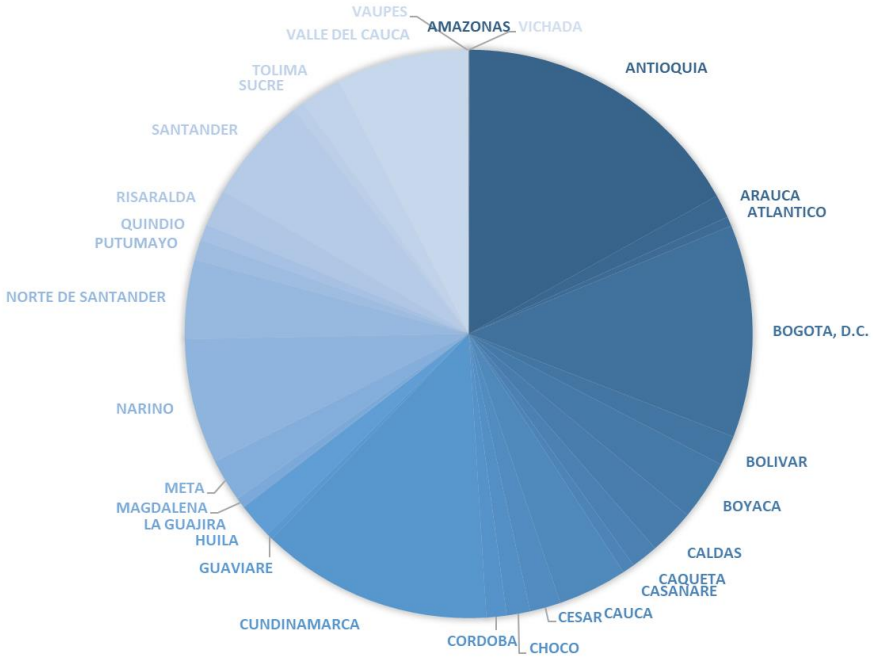
Fuente: SUI y cálculos propios
Consumo del GLP por tipo de presentación para el periodo entre 2011 y 2020. Se nota un incremento en el consumo de tanques estacionarios.

Gráfica 15: Precio por tipo de Presentación GLP



Fuente: SUI y cálculos propios
Precio por Kg de GLP, por tipo de presentación para el periodo entre 2011 y 2020.

Gráfica 16: Proporción de Consumo por Departamentos de GLP

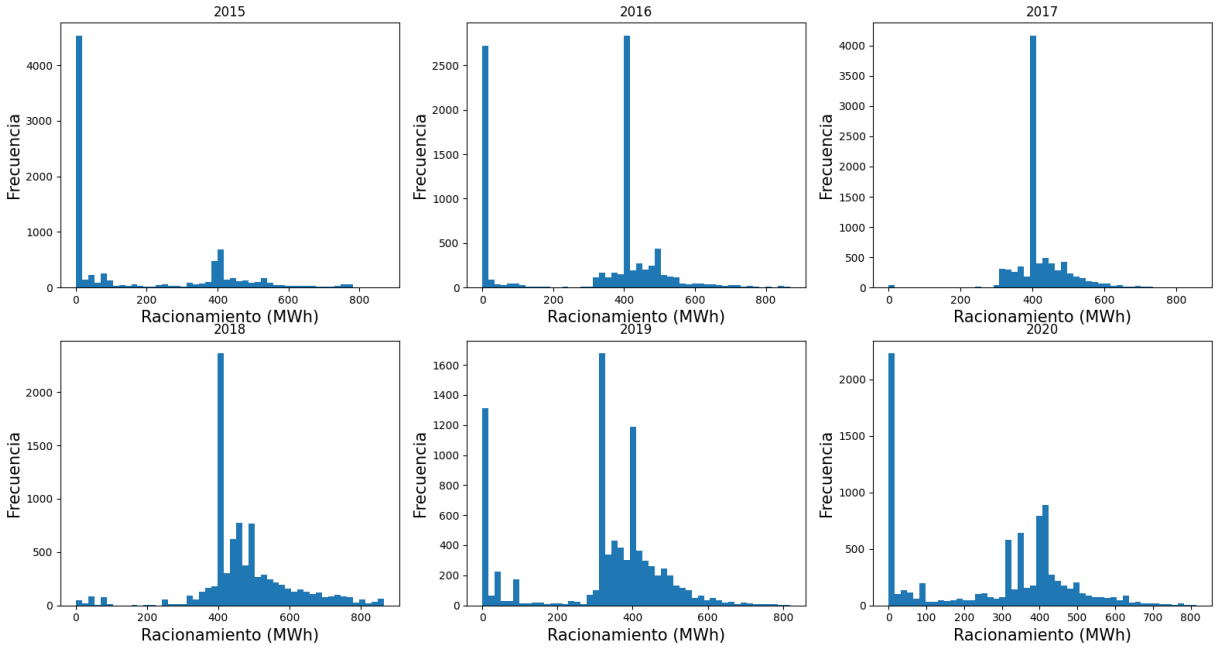


Fuente: SUI y cálculos propios

Los departamentos con mayor consumo de GLP son Valle del Cauca, Antioquia, Bolívar, Cundinamarca, Nariño, Bogotá D.C y Santander.

11.2 Graficas simulaciones caso Energía Eléctrica

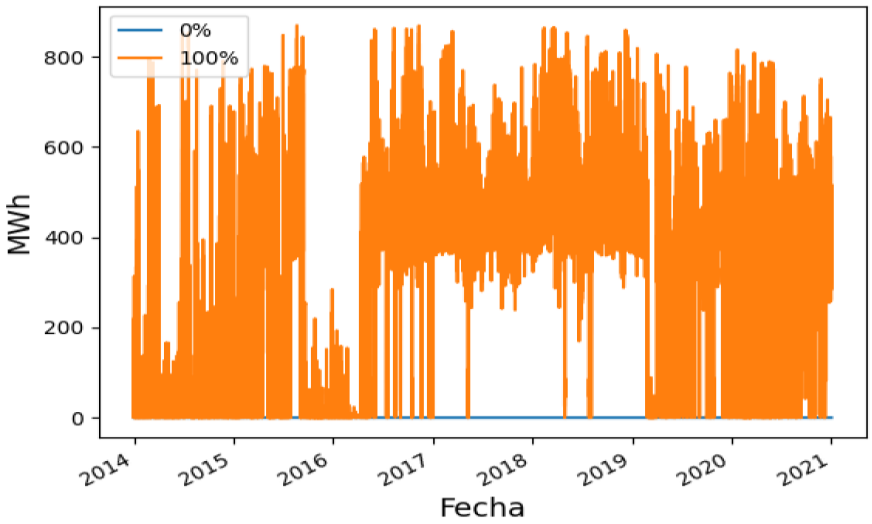
Gráfica 17: Demanda FM Racionada (α = 100%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de frecuencia de los niveles de racionamiento de la demanda fuera de mérito cuando tiene lugar un racionamiento de gas total. Recuerde que para un racionamiento del 50% del gas no existe racionamiento de la demanda fuera de mérito. Además, no se presentan racionamientos de la demanda dentro de mérito

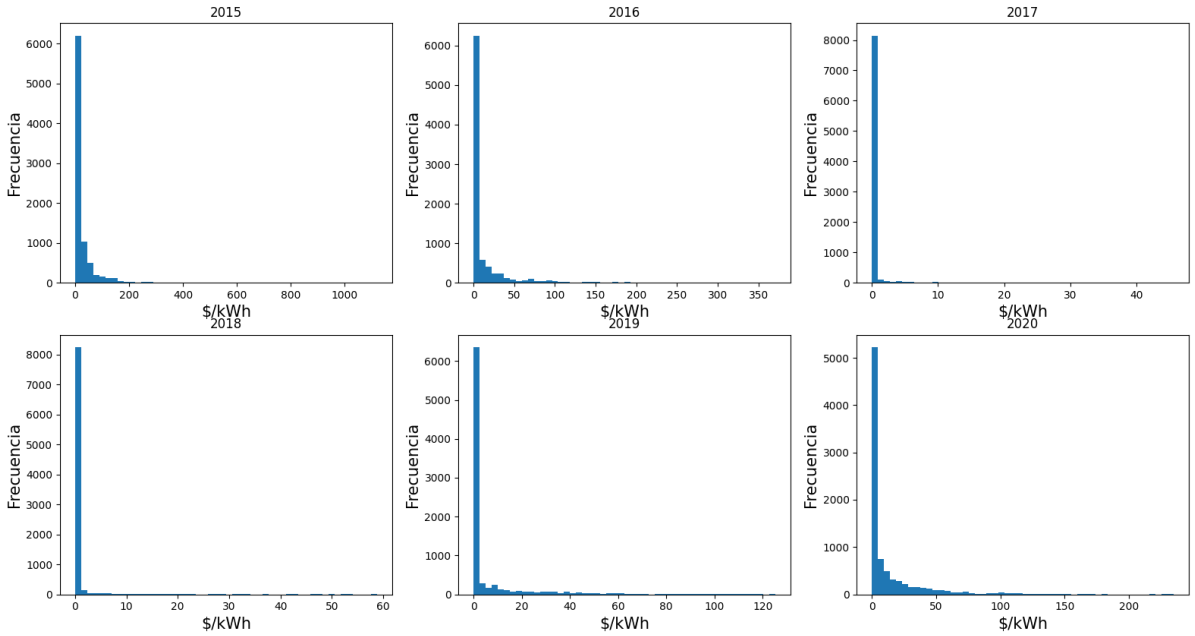
Gráfica 18: Demanda FM Racionada (α = 100%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

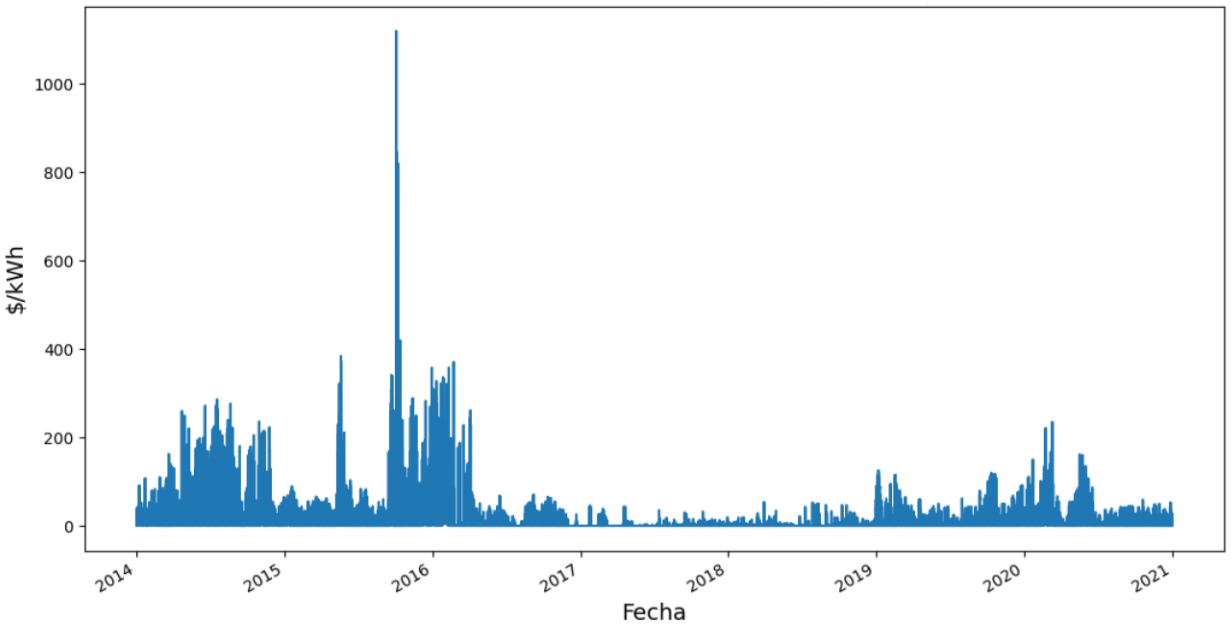
Descripción: Niveles de racionamiento de la demanda fuera de mérito, a través del tiempo, cuando se presenta un racionamiento de gas total.

Gráfica 19: Incremento de los precios de bolsa (α = 100%) (Tiempos Normales)



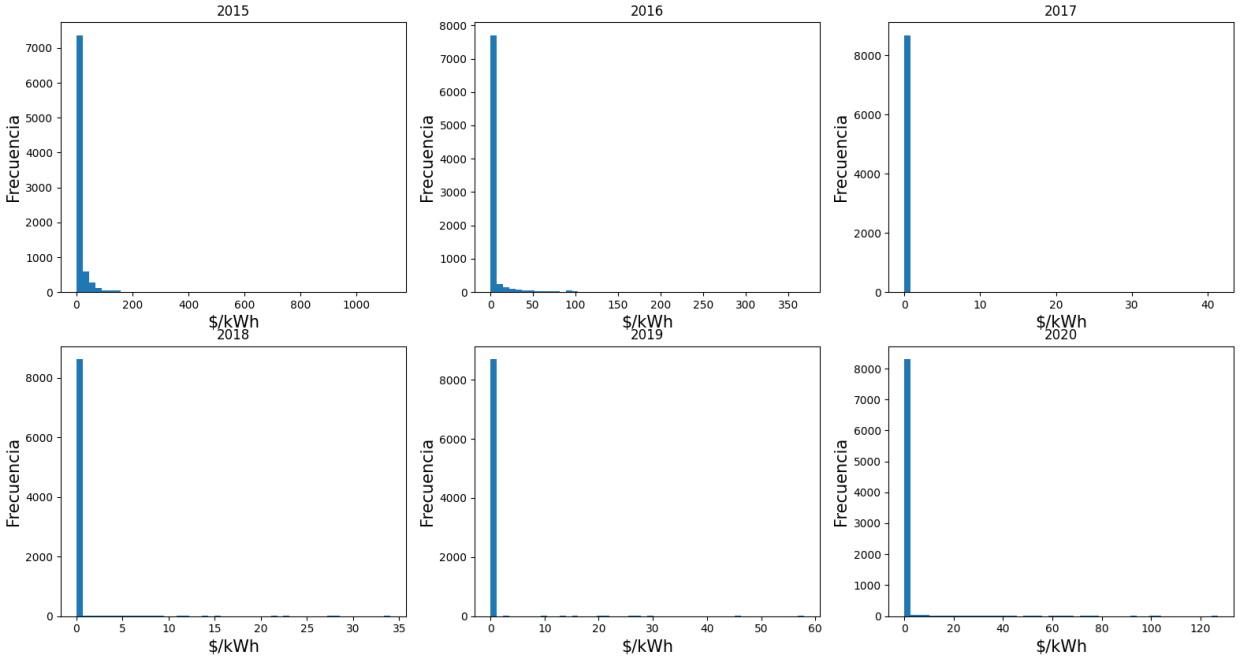
Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico de frecuencia de los incrementos del precio de bolsa cuando tiene lugar un racionamiento de gas total.

Gráfica 2018: Incremento de los precios de bolsa (α = 100%) (Tiempos Normales)



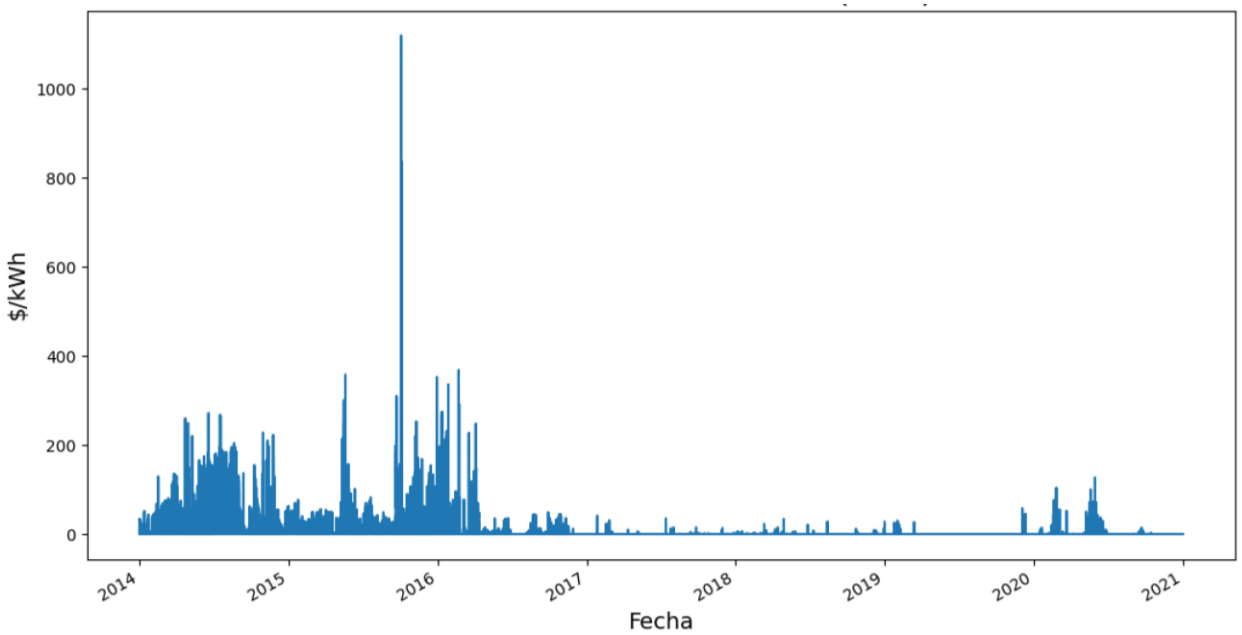
Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico de los incrementos del precio de bolsa, en el tiempo, cuando tiene lugar un racionamiento de gas total.

Gráfica 21: Incremento de los precios de bolsa (α = 50%) (Tiempos Normales)



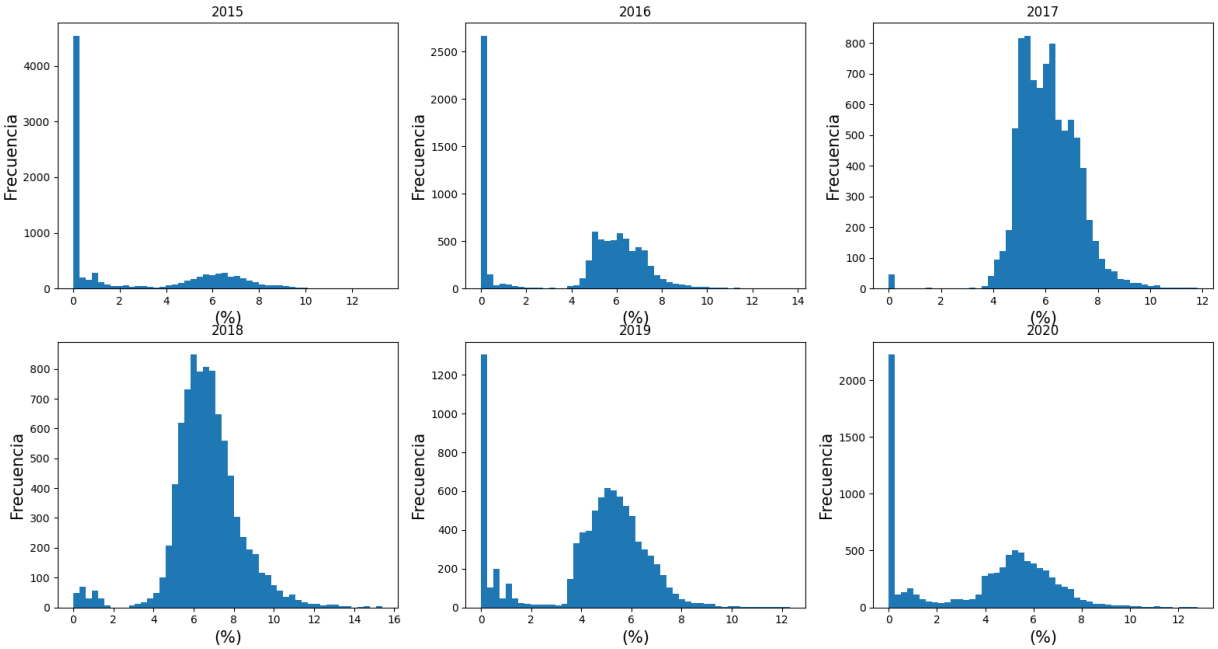
Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico de frecuencia de los incrementos del precio de bolsa cuando tiene lugar un racionamiento de gas parcial del 50%.

Gráfica 2219: Incremento de los precios de bolsa (α = 50%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico de los incrementos del precio de bolsa, en el tiempo, cuando tiene lugar un racionamiento de gas parcial del 50%.

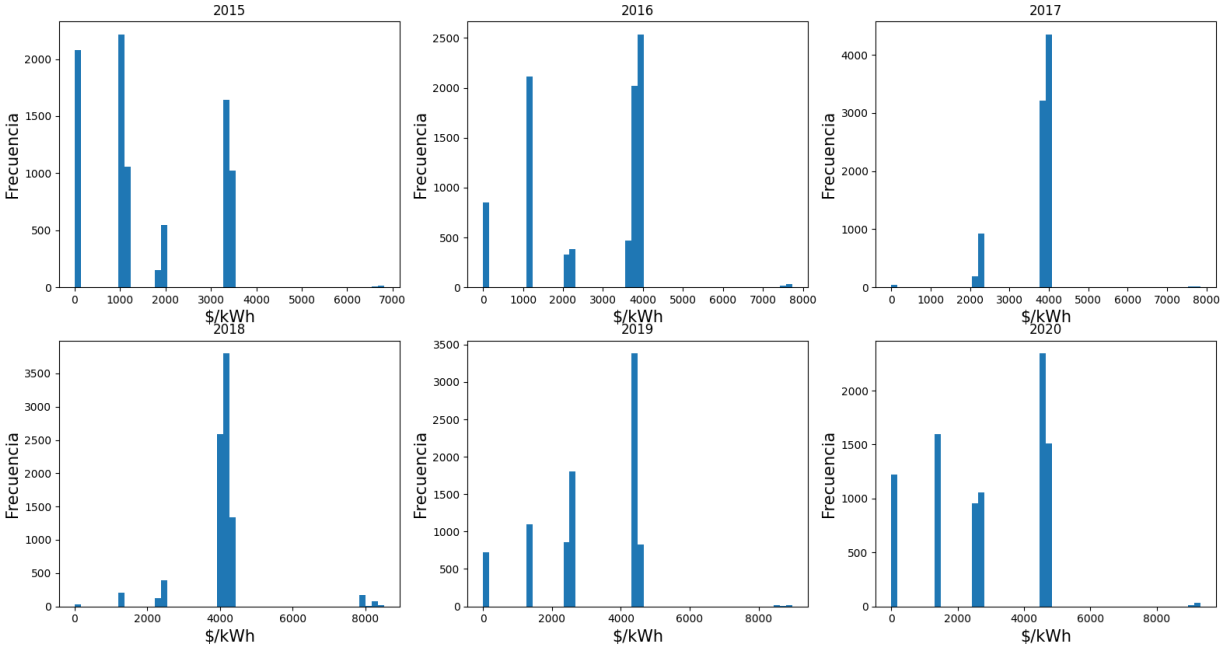
Gráfica 23: Proporción de la demanda total racionada (α = 100%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de frecuencia de las proporciones de la demanda total que se racionan cuando tiene lugar un racionamiento de gas total.

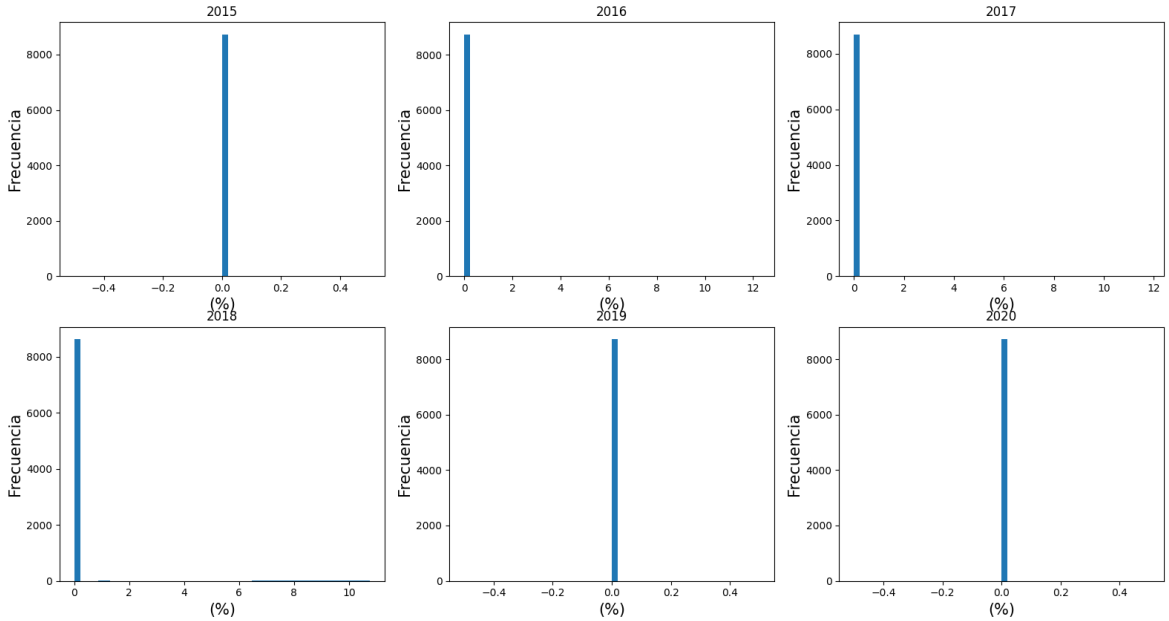
Gráfica 24: CRO de la demanda racionada (α = 100%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de la frecuencia del CRO asociado a las proporciones de la demanda total racionada y a las actualizaciones del CRO que realiza la UPME. Esto en una situación de racionamiento total de gas.

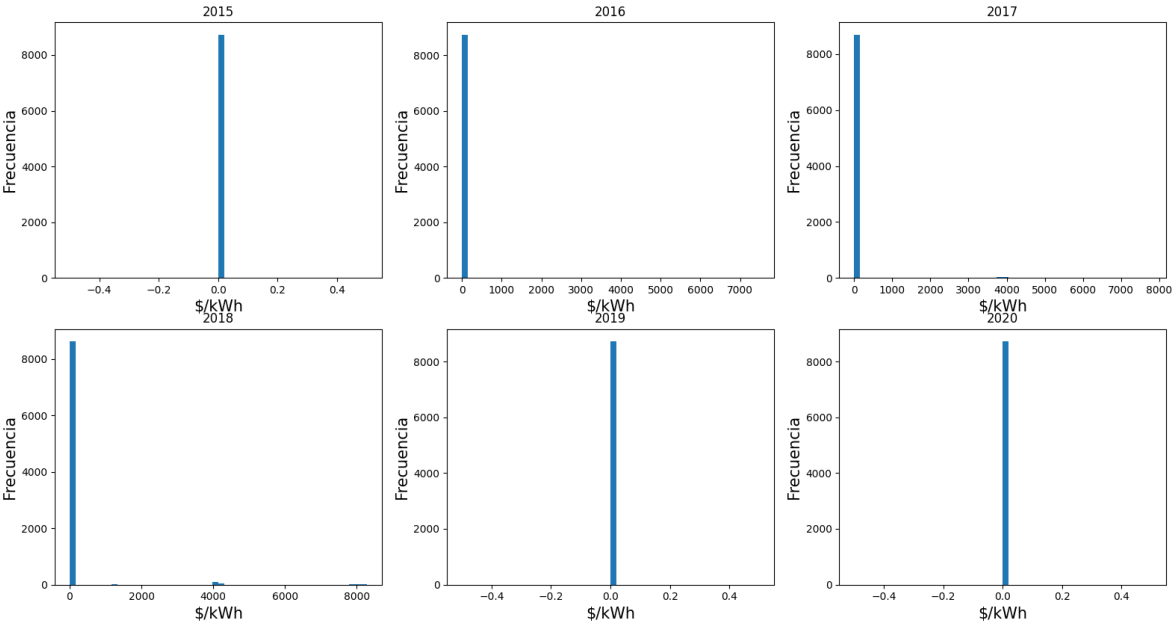
Gráfica 25: Proporción de la demanda total racionada (α = 50%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de frecuencia de las proporciones de la demanda total que se racionan cuando tiene lugar un racionamiento de gas parcial del 50%.

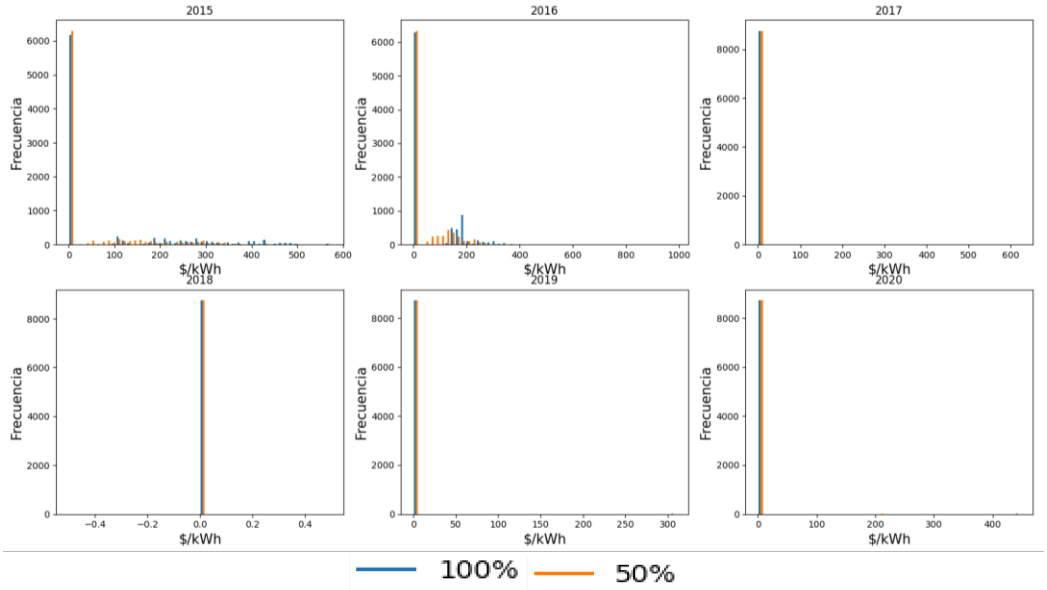
Gráfica 26: CRO de la demanda racionada (α = 50%) (Tiempos Normales)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de la frecuencia del CRO asociado a las proporciones de la demanda total racionada y a las actualizaciones del CRO que realiza la UPME. Esto en una situación de racionamiento parcial del 50% del gas disponible.

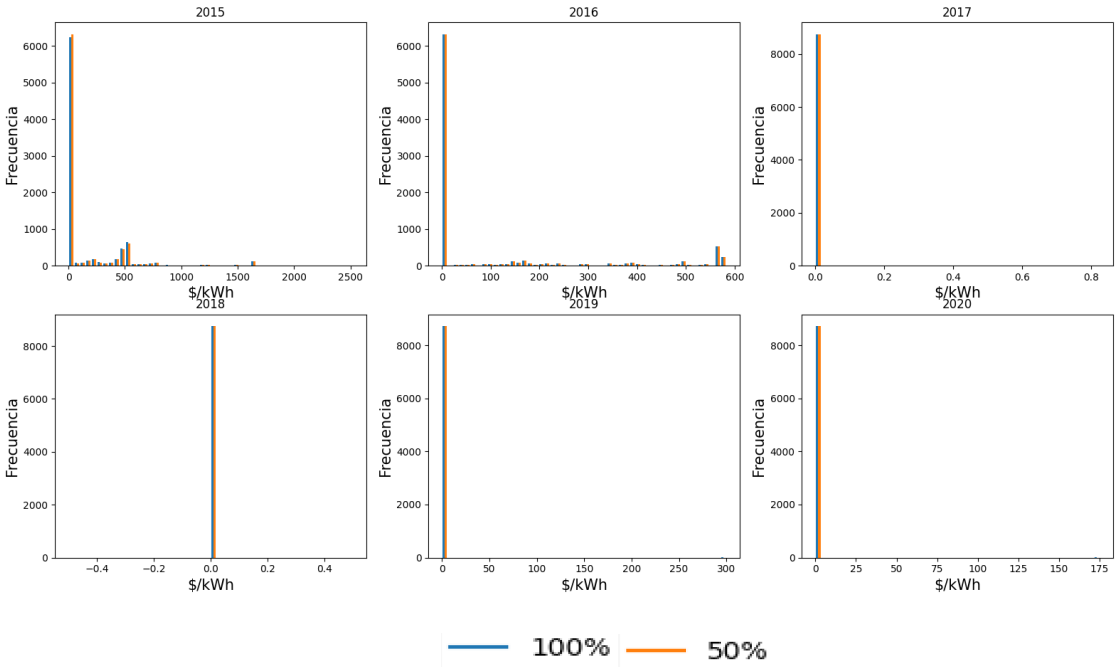
Gráfica 20: Sobrecosto de los generadores que pueden sustituir (Tiempos de Escasez)



Fuente: Cálculos propios

Descripción: Gráfico de frecuencia del sobrecosto que afrontan los generadores que pueden sustituir su consumo de gas en una situación de escasez. Se presentan los gráficos para racionamientos del 50% y 100% del gas disponible en el país.

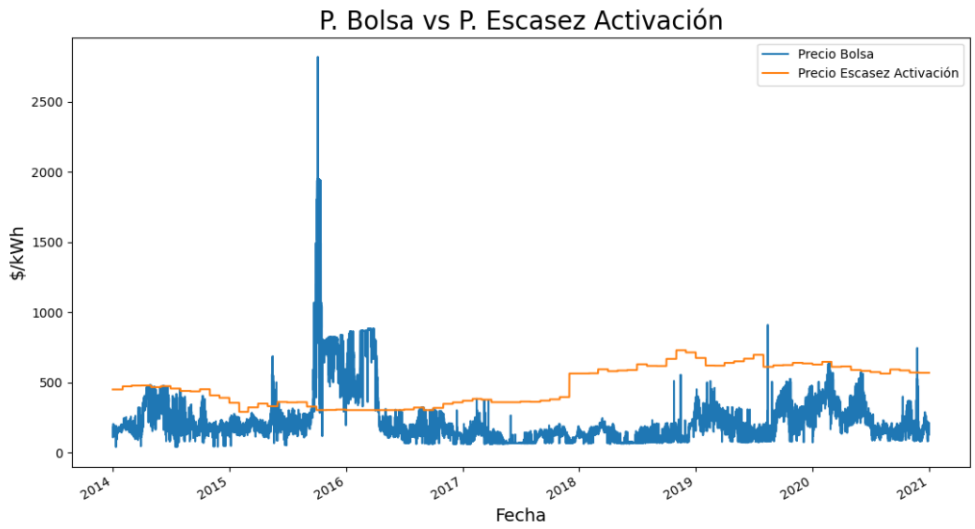
Gráfica 21: Sobrecosto de los generadores que no pueden sustituir (Tiempos Escasez)



Fuente: Cálculos propios

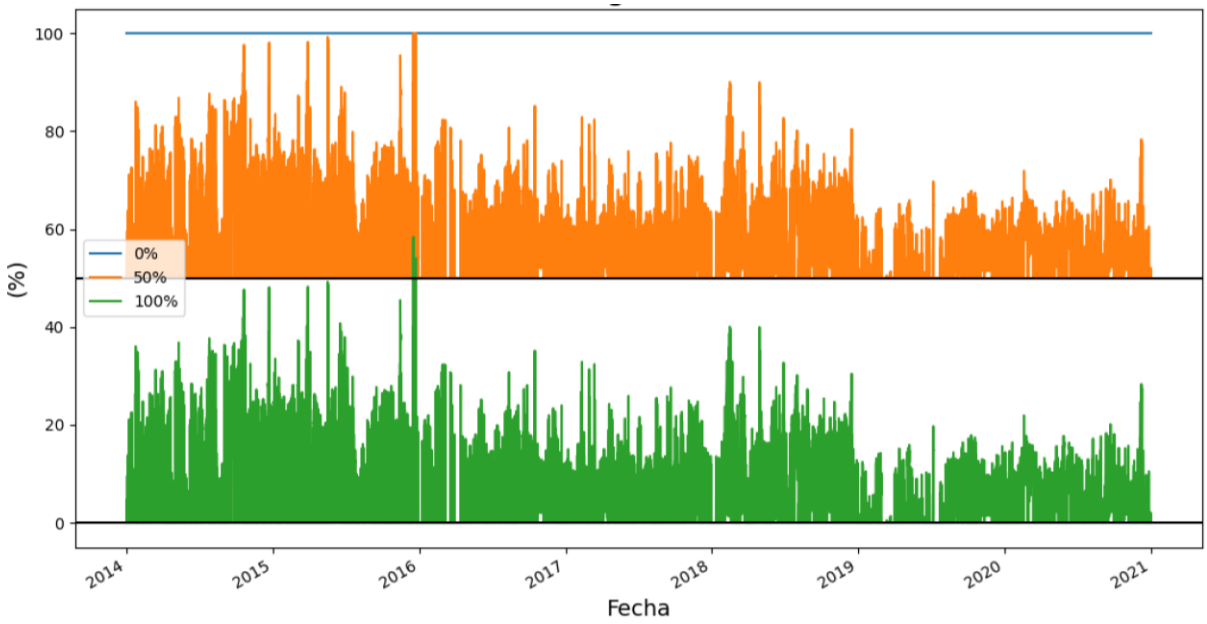
Descripción: Gráfico de frecuencia del sobrecosto que afrontan los generadores que no pueden sustituir su consumo de gas en una situación de escasez. Se presentan los gráficos para racionamientos del 50% y 100% del gas disponible en el país.

Gráfica 22: P. Bolsa vs P. Escasez Activación



Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico que muestra la dinámica de los precios de bolsa y el precio de escasez de activación. Cuando el precio de bolsa excede el precio de escasez de activación, se ejecutan los contratos de energía en firme.

Gráfica 23: Porcentaje real de racionamiento de gas



Fuente: Cálculos propios
Descripción: Gráfico que muestra el porcentaje real del gas que se raciona. Tiene en cuenta que al racionar el gas disponible hay una parte que se puede recuperar debido a que la planta de regasificación le entrega gas a los miembros del grupo térmico. Así, las líneas negras representan el gas que debería haber quedado luego del racionamiento y las otras líneas, verde y naranja, muestran el gas que efectivamente quedó. Se presentan los gráficos para racionamientos del 50% y 100% del gas disponible en el país

11.3 Estimación de elasticidades no lineales

En esta sección se analiza el caso de una elasticidad no lineal, para ello se considera que la elasticidad depende del nivel de precios. En particular se consideran dos niveles: Tarifas bajas, que corresponden a precios que se encuentra dentro del percentil 0% - 75% y tarifas altas que corresponden a precios en el rango intercuartílico restante 75 % - 100%. Este ejercicio se realizó para Gas natural Residencial y GLP Residencial. A modo de conclusión, es posible observar que no existe una diferencia significativa entre la elasticidad de tarifas altas y bajas.

Tabla 28: Estimaciones elasticidad por niveles de tarifa gas natural residencial.

Región	Nivel de tarifa	Elasticidad	Costo Consumidor 10%($/m3)	Costo Sociedad 10%($/m3)	Costo No Programado ($/m3)
Occidente	Tarifas Bajas	0,11	1326,71	3343,06	11132,08
	Tarifas Altas	0,15	901,97	2918,32	8810,14
Central	Tarifas Bajas	0,24	413,74	2047,07	5067,17
	Tarifas Altas	0,21	469,79	2103,11	5462,04
Andina	Tarifas Bajas	0,16	620,22	2182,63	6346,99
	Tarifas Altas	0,14	734,58	2296,98	7037,19
Caribe	Tarifas Bajas	0,40	213,19	1700,63	3369,62
	Tarifas Altas	0,39	213,66	1701,10	3373,43
Bogotá Región	Tarifas Bajas	0,25	399,23	2038,19	4969,82
	Tarifas Altas	0,25	399,79	2038,75	4973,83

Fuente: Cálculos propios

Tabla 29: Estimaciones elasticidad por niveles de tarifa gas licuado de petróleo residencial

Región	Nivel de tarifa	Elasticidad	Costo Consumidor 10%($/Kg)	Costo Sociedad 10%($/Kg)	Costo No Programado ($/Kg)
Occidente	Tarifas Bajas	0,32	459,95	3015,92	6531,47
	Tarifas Altas	0,37	396,25	2952,23	6030,47
Central	Tarifas Bajas	0,57	247,85	2831,25	4834,76
	Tarifas Altas	0,61	232,84	2816,24	4706,01
Andina	Tarifas Bajas	0,63	269,30	3345,30	5534,93
	Tarifas Altas	0,71	235,48	3311,48	5240,81
Caribe	Tarifas Bajas	0,02	81633,86	83941,44	60350,59
	Tarifas Altas	0,05	4781,80	7089,38	23829,53
Bogotá Región	Tarifas Bajas	0,74	232,47	3419,03	5328,54
	Tarifas Altas	0,81	213,78	3400,34	5163,59

Fuente: Cálculos propios

11.4 Estimación errores robustos de GN residencial

En esta sección mostramos la estimación de gas natural residencial con errores robustos corregidos por heterocedasticidad y correlación serial. La Tabla 30 muestra las estimaciones de la demanda para el gas natural residencial usando corrección de errores por heteroscedaticidad. Si bien las estimaciones realizadas en la Tabla 3 arrojan coeficientes estadísticamente significativos, es importante anotar que al corregirlos por heteroscedasticidad estos pierden su significancia estadística, en especial las estimaciones de elasticidad. En este orden de ideas, para las estimaciones finales se utilizó el estimador del error estándar arrojado por el modelo y basado en la metodología propuesta por (Arellano & Bond, 1991), la cual corrige la heteroscedasticidad mediante el método generalizado de momentos (GMM). Este último arroja errores estándar menores y mayor significancia en los estimadores.

Tabla 30: Estimación de demanda gas natural con errores robustos

	(Caribe)	(Andina)	(Central)	(Occidente)	(Bogotá región)
$\ln(P_{d,m,f,p,u,t})$	0.772***	0.536***	0.199**	0.682***	0.415***
	(0.0904)	(0.121)	(0.0986)	(0.168)	(0.135)
$\ln(P^{GN}_{d,m,u,t})$	-0.502	-0.403	-0.471	-0.803*	-0.498
	(0.447)	(0.265)	(0.300)	(0.430)	(0.327)
$\ln(I_{d,u,t})$	-0.00233	0.00733	-0.000000691	-0.0639	0.0303
	(0.0342)	(0.0604)	(0.0204)	(0.143)	(0.0701)
$\ln(P_{d,m,f,p,u,t})$	0.262	-0.00425	0.0489*	-0.116	0.0674
	(0.188)	(0.0822)	(0.0253)	(0.161)	(0.0499)
N	3097	6021	5338	1827	2055

Fuente: Cálculos propios