

<https://doi.org/10.23913/ricea.v12i24.207>

*Artículos Científicos*

## **Regulación sin transparencia. Un estudio de costos de la distribución de gas natural para la Ciudad de México**

***Regulation without transparency. A cost study of natural gas distribution for Mexico City***

***Regulação sem transparência. Um estudo de custos de distribuição de gás natural para a Cidade do México***

**Jordy Micheli Thirion**

Universidad Autónoma Metropolitana, México

[jomicheli@azc.uam.mx](mailto:jomicheli@azc.uam.mx)

<https://orcid.org/0000-0002-7654-0842>

**Liliana Ramírez Villeda**

Centro de Investigación y Docencia Económicas, México

[liliana.ramirez@cide.edu](mailto:liliana.ramirez@cide.edu)

<https://orcid.org/0000-0003-4770-4753>

### **Resumen**

Existe un número de permisos de distribución de gas natural a diversas ciudades de México en los cuales los criterios de fijación de tarifas por parte del órgano regulador (CRE) no son replicables debido a la información incompleta. Esta falta de transparencia incumple los principios regulatorios y puede configurar una situación de captura del regulador. Esta situación incita la apertura de un campo de análisis académico sobre la práctica de la regulación del gas natural en México, la cual ha sido ajena a la investigación tradicional sobre la política energética.

Se estudia el caso de las tarifas de distribución de gas a la Ciudad de México del año 2015, bajo la pregunta de si la falta de información esconde subsidios cruzados y captura del regulador. La hipótesis es que mediante una metodología basada en contabilidad regulatoria es posible reconstruir la asignación de costos calculada por el regulador. Dicha hipótesis se



comprueba y arroja la existencia de subsidios cruzados en contra de los usuarios domésticos, quienes pagan el 70% de los costos pero reciben solo el 15% de la energía. Las consecuencias de este hallazgo son: 1) que es posible generar una metodología robusta de contabilidad regulatoria para ser aplicada al conjunto de casos existentes y 2) que la intervención de la academia puede ayudar a exponer y mejorar la práctica regulatoria para evitar la captura del regulador, lo cual sería significativo en el contexto de cambios de paradigma de la política energética en México.

**Palabras clave:** captura del regulador, contabilidad de costos, gasoductos, subsidios cruzados, tarifas.

### Abstract

There are a number of natural gas distribution permits to various cities in Mexico in which the criteria for setting rates by the regulatory body (CRE) are not replicable due to incomplete information. This lack of transparency breaches regulatory principles and can set up a situation of regulator capture. This encourages the opening of a field of academic analysis on the practice of natural gas regulation in Mexico, which has been alien to traditional research on energy policy.

The case of the 2015 gas distribution tariffs to Mexico City is studied, under the question of whether the lack of information hides cross subsidies and capture of the regulator. The hypothesis is that through a methodology based on regulatory accounting it is possible to reconstruct the allocation of costs calculated by the regulator, despite the absence of information on the original calculation. This hypothesis is verified and reveals the existence of cross subsidies against domestic users who pay 70% of the costs but receive only 15% of the energy. The consequences of this finding are 1) it is possible to generate a robust regulatory accounting methodology to be applied to the set of existing cases and 2) the intervention of academia can help expose and improve regulatory practice to avoid regulator capture, which would be significant in the context of paradigm shifts in energy policy in Mexico.

**Keywords:** regulator capture, cost accounting, gas pipelines, cross subsidies, tariffs.

## Resumo

Existem várias licenças de distribuição de gás natural para várias cidades do México, nas quais os critérios de definição de tarifas pelo órgão regulador (CRE) não são replicáveis devido a informações incompletas. Essa falta de transparência viola os princípios regulatórios e pode configurar uma situação de captura do regulador. Essa situação favorece a abertura de um campo de análise acadêmica sobre a prática da regulação do gás natural no México, que tem sido alheio à pesquisa tradicional sobre política energética.

O caso das tarifas de distribuição de gás para a Cidade do México em 2015 é estudado, sob a questão de saber se a falta de informação esconde subsídios cruzados e captura do regulador. A hipótese é que através de uma metodologia baseada na contabilidade regulatória é possível reconstruir a alocação de custos calculada pelo regulador. Esta hipótese verifica-se e revela a existência de subsídios cruzados contra os utilizadores domésticos, que pagam 70% dos custos mas recebem apenas 15% da energia. As consequências dessa constatação são: 1) que é possível gerar uma metodologia robusta de contabilidade regulatória a ser aplicada ao conjunto de casos existentes e 2) que a intervenção da academia pode ajudar a expor e melhorar a prática regulatória para evitar a captura de regulador, o que seria significativo no contexto de mudanças de paradigma na política energética do México.

**Palavras-chave:** captura reguladora, contabilidade de custos, pipelines, subsídios cruzados, tarifas.

**Fecha Recepción:** Febrero 2023

**Fecha Aceptación:** Julio 2023

---

## Introducción

La adopción del modelo económico neoliberal en México significó para su sector energético una transformación de leyes e instituciones que permitieran la entrada de inversión extranjera en la operación de cadenas energéticas, comenzando por la del gas natural. En el período de 1994 a 1996 tuvieron lugar la modificación de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la creación de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la adopción del Reglamento de Gas Natural y de la "Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural" (Directiva de Tarifas).

La CRE fue creada con la misión de aplicar los principios antimonopólicos en las industrias de energía, especialmente en la del gas. La tarea de la CRE era clave en el nuevo modelo de política energética, pues pretendía fomentar la inversión privada en la

infraestructura de gas natural, asegurar precios del combustible según criterios de rentabilidad razonables, y lograr así una nueva base de desarrollo económico basada en una expansión de la oferta de energía.<sup>1</sup>

La racionalidad de la regulación es mantener un equilibrio entre los intereses de las empresas y los de los usuarios (Posner, 1974, Boehm, 2015). Por ello, las claves de un marco regulatorio eficiente son contar con políticas claras, transparencia, difusión pública, reglas predecibles y una capacidad institucional adecuada, de manera tal que el regulador pueda oponerse a la captura por parte de la industria o del Estado (Sunita y Nellis, 2004). El marco regulador debe establecer tarifas que reflejen de manera transparente los costos incurridos, eviten subsidios cruzados, permitan a las empresas obtener una rentabilidad razonable sobre su capital invertido y recuperar los costos totales incurridos para prestar el servicio (CRE, 2007). De no cumplirse estos supuestos, la regulación incurre en fallas que promueven beneficios indebidos a las empresas en detrimento de los usuarios (Stigler, 1971; Sunita y Nellis, 2004).

El principio de la transparencia de la regulación exige que los cálculos de precios y tarifas sean replicables, a fin de generar certeza sobre la calidad de la información y los procesos de contabilidad empleados. Sin esa posibilidad de replicabilidad, las disposiciones legales que definen la función pública de la regulación no estarían siendo observadas por el organismo regulador, incurriéndose en una falta de transparencia que oculta la captura del regulador (Boehm, 2015). En este sentido, Martimort (1999) menciona que la fuente del poder discrecional del regulador emana de la información que obtiene por su estrecha relación con la empresa regulada. Dicha información es socialmente útil, y cuando es capturado por la empresa, puede ocultarla para obtener sobornos o futuras oportunidades de negocio.

### **La falta de transparencia en el cálculo de tarifas**

En México, los estudios académicos sobre la regulación en materia de gas natural son escasos. Por una parte, Ramírez y Rosellón (2000) y Ortiz, Ramírez y Rosellón (2021) tienen una perspectiva modelística para determinar la optimalidad en materia de competencia. Por

---

<sup>1</sup> La misión de la CRE es: “Regular de manera transparente, imparcial y eficiente las industrias del gas, de los refinados, derivados de hidrocarburos y de electricidad, generando certidumbre que aliente la inversión productiva, fomentando una sana competencia, propiciando una adecuada cobertura y atendiendo a la confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, a precios competitivos, en beneficio de los usuarios”, consultado 20/11/2012, <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=11>.

otra, Micheli, et al. (2013) apunta a la descripción del mercado geográfico del gas natural y tangencialmente a su relación con la regulación. En general, se han dejado de lado temas relevantes en la corriente internacional de estudios sobre la regulación, desde la propia historia económica de esta política (Serrani, 2020; Dammert y García, 2020), o bien la discusión de las fallas regulatorias (Stigler, 1971; Laffont y Tirole, 1991; Martimort, 1999; Boehm, 2015; Rodríguez, 2008; Lesser, 2007).

El caso que se analiza en este texto es el de la regulación aplicada a la empresa cuya tarifa le fue autorizada en el año 2015 para distribuir gas natural a diversos tipos de usuarios de la Ciudad de México, tanto domésticos como de naturaleza comercial e industrial. Esta empresa pertenece a una corporación multinacional con un amplio número de empresas en el negocio de la electricidad y el gas, y su nombre se omite en este artículo. Es el principal operador de distribución de gas natural en México y cuenta con varios permisos de distribución, brindando así servicio a la capital del país y a varias ciudades más.

El método de cálculo de las asignaciones de costos por tipo de usuario, mismas que derivan en las tarifas autorizadas a esta empresa, no es del dominio público, por lo cual no es posible emularlo y por ello se incumple con el principio de transparencia estipulado por la normatividad regulatoria en la fracción VII de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, nombrada Directiva de Tarifas (CRE, 2007). Esta anomalía no es particular en este caso, sino también en los siguientes:

**Tabla 1.** Sistemas de distribución sin transparencia tarifaria

Grupo Empresarial	Resolución	Zona geográfica
A	RES/1745/2016	Valle Cuautitlán, Texcoco, Hidalgo
	RES/2948/2017	Querétaro
	RES/1744/2016	Río Pánuco
	RES/1746/2016	Puebla, Tlaxcala
	RES/187/2018	Guadalajara
	RES/109/2016	Norte de Tamaulipas
B	RES/089/2016	La Laguna
	RES/090/2016	Mexicali
	RES/088/2016	Chihuahua, Cuahutémoc Anáhuac y Delicias
C	RES/055/2016	Ciudad de México
	RES/051/2016	Nuevo Laredo
	RES/053/2016	Monterrey
	RES/054/2016	Saltillo
	RES/250/2016	Bajío

	RES/2753/2 018	Toluca
D	RES/107/20 16	Ciudad Juárez
E	RES/072/20 16	Monterrey
F	RES/2633/2 018	Hermosillo, Guaymas, Empalme
	RES/2861/2 017	Piedras Negras

Fuente: Elaboración propia con base en Resoluciones emitidas por la CRE.

Nota: Se omiten los nombres reales de los grupos empresariales.

Por esta evidencia, los autores asumen que existe un fallo sistémico en la regulación del gas natural que consiste en la ausencia de transparencia en el cálculo tarifario del sector de distribución, y que esta falta de claridad en el método de cálculo resulta en tarifas que benefician indebidamente, desde un punto de vista regulatorio, a las empresas reguladas. El desarrollo contable presentado en este artículo confirma esta hipótesis en el caso estudiado, lo que sugiere una metodología futura aplicable para el conjunto de casos que presenten condiciones similares de falta de transparencia en la información.

### **Economía y contabilidad básica de la regulación del gas natural**

En la estructura de precios de la energía, las rentas que son captadas en los distintos niveles de la cadena energética son el reflejo de las relaciones de poder entre los nodos que la componen (Chevalier, Derdevet, Geoffron, 2012)<sup>2</sup>. En sistemas sujetos a regulación, las rentas se originan por las llamadas fallas regulatorias, es decir, la incapacidad del regulador para emular correctamente el comportamiento económico del sistema técnico correspondiente. Estas fallas se deben a varios factores: la asimetría de la información entre el regulado y el regulador; falta de transparencia; insuficiente difusión pública; incertidumbre

<sup>2</sup> El precio al cual se paga la energía consumida está bastante alejado de los costos de su producción: “el costo de producir y refinar gasolina es el 4 % del precio de la misma; el costo de producir gas es el 4% de su precio; el de la electricidad 40% del precio; aunque ciertamente debe agregarse el costo del transporte, que es importante en el caso del gas natural” (Chevalier, Derdevet, Geoffron, 2012, pp.87-88).

regulatoria; poder discrecional del regulador; adopción de marcos regulatorios sin tener en cuenta el contexto político, legal e institucional; inadecuada recopilación de información y ausencia de modelos cuantitativos para determinar el impacto de las decisiones regulatorias (Estache et al., 2003; Sunita y Nellis, 2004; Paulson, 2005; OCDE, 2014). En conjunto, son algunas de las fallas que permiten al regulador ser capturado por parte del regulado.

La regulación, como cuerpo particular dentro de la teoría económica, se fundamenta en principios económicos básicos (Veljanovsky, 2010). En efecto, la taxonomía de los costos tiene dos vertientes que se integran en los cálculos económicos: la de costos fijos y variables y la de costos directos e indirectos. Los primeros son costos que debe recuperar la empresa y los segundos se refieren a la forma en que la empresa asigna costos a sus actividades. Ambas vertientes se integran en la contabilidad necesaria para obtener el resultado de precios regulados, los que deben reflejar correctamente la recuperación y la asignación de costos.

Los costos fijos y variables de la empresa, divididos por la cantidad producida, determinan los costos unitarios. A mayor cantidad producida, la parte de costos fijos hace bajar los costos unitarios -economía de escala- y la parte de costos variables se puede moderar o administrar con eficiencia organizacional y salarial. Los costos unitarios se transforman en precios de venta básicamente por agregar un porcentaje que resulta del rendimiento esperado por el capital invertido. La inversión en esta industria es alta y se considera como costo hundido porque una vez materializada en infraestructura física tiene una única función económica.

Phillips y Brown (1993) señalan que la característica anterior es la que justifica que las empresas de transporte y distribución de gas sean reguladas por la existencia de economías de escala significativas. Las empresas que actúan en ese mercado, dado que carecen de competencia por tratarse de un monopolio natural en un mercado regional específico, no trasladan la baja de costos al consumidor, por lo cual adquieren rentas crecientes. Esta tendencia es contrarrestada por la regulación. Dado que existen otros sectores en los cuales existe un proceso semejante y no son regulados, el criterio legal y social es el determinante: el gas natural, como el agua o la electricidad, constituyen servicios públicos cuyo precio, calidad y suministro deben ser regulados, de allí la definición amplia de regulación: “La regulación es un concepto económico, legislativo y legal” (Phillips y Brown, 1993, p. 49).

En la taxonomía de costos, aquellos que son caracterizados como directos e indirectos están relacionados por su papel en la producción. En el caso de empresas multi-producto, los



costos directos deben reflejar la actividad específica de cada tipo de bien o servicio producido, y los costos indirectos se distribuyen en las actividades que son comunes dentro de la empresa. En el caso de empresas que distribuyen gas a diversos tipos de usuarios (domésticos, industria, etc.), cada infraestructura física y operativa por tipo de usuario tiene sus propios costos directos, los cuales deben reflejarse en el precio (tarifa) específico. Si esta asignación no se cumple, se tiene una situación de subsidios cruzados y puede darse el caso de que los usuarios domésticos paguen en su tarifa un precio superior en relación a los costos del servicio doméstico, beneficiando a usuarios industriales que en su tarifa pagan un servicio menor en relación a los costos del servicio industrial, generándose así un subsidio cruzado.

Estos principios económicos básicos son los que dan pie a una contabilidad regulatoria. Los organismos reguladores calculan precios y tarifas de las empresas con la información contable de los distintos costos fijos y variables que las mismas les proporcionan (Lesser y Giacchino, 2007; Rodriguez, et al. , 2008). Para regular el precio existen dos principios: de acuerdo con Boehm (2015), la regulación puede estar basada en costos o en incentivos. El primero consiste en fijar un límite al precio a partir de una estructura de costos y ganancias que el regulador considera razonable a fin de permitir la sostenibilidad de la empresa en el tiempo. Aquí, la empresa debe demostrar que lleva a cabo procesos de eficiencia. El segundo consiste en obligar a la empresa a disminuir costos unitarios (eficiencia) y asociar su precio unitario con esa eficiencia. Es fácil comprender que para el regulador es más sencillo generar las metodologías de contabilidad para el primer caso.

Dado que las condiciones de mercado son dinámicas, los procesos de cálculo deben actualizarse periódicamente. Los reguladores trabajan entonces con los datos y resultados del periodo previo y con los planes de inversión, gestión de la eficiencia y expansión de mercados de las empresas, generando así precios y tarifas para un periodo siguiente.

### **El cálculo de tarifas en la regulación de gas natural en México**

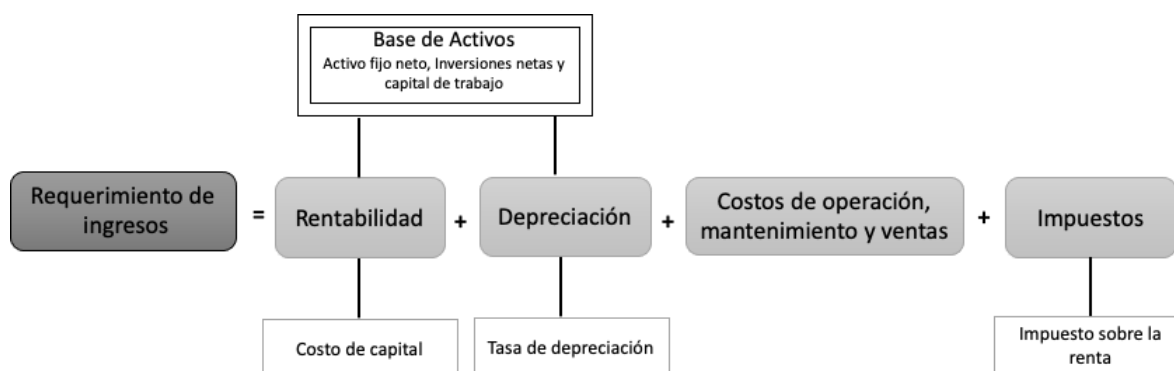
Los conceptos anteriores se materializan en el cuerpo metodológico de la regulación sobre transporte y distribución de gas natural en México a través de los instrumentos normativos.

Los instrumentos normativos aplicables para la determinación de las tarifas del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos son dos: la Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural (CRE, 1996), que en el texto será llamada Directiva de Contabilidad, y la Directiva de Tarifas (CRE, 2007).

Las tarifas máximas iniciales del servicio de distribución por ductos se calculan y aprueban al momento de otorgar el permiso correspondiente y se revisan cada 5 años, aunque anualmente se ajustan por el índice de inflación y por determinados costos que se consideran trasladables al precio. La empresa debe presentar al organismo regulador un “Requerimiento de ingresos”<sup>3</sup> (RI) dentro de su plan de negocios, el cual contiene la proyección de la inversión y la proporción del RI que corresponde al costo de la prestación de los servicios a cada grupo tarifario. La asignación de costos que da pie a una tarifa debe basarse en una metodología que evite la discriminación indebida y los subsidios cruzados entre los usuarios del servicio de distribución, según la disposición 7.1 de la Directiva de Tarifas<sup>4</sup>.

El siguiente diagrama ilustra las principales variables que intervienen en el cálculo del RI.

**Figura 1.** Estructura del Requerimiento de Ingresos.



Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2007)

En la Figura 1, se observa la importancia de la base de activos, pues interviene de forma directa en el cálculo de dos componentes y de manera indirecta en los impuestos, definiendo así, en gran medida, el nivel del R. Dicha base está conformada por todos los activos necesarios para la prestación del servicio, más el capital de trabajo, incluyendo las inversiones necesarias para operar de forma segura y eficiente.

Las empresas deben presentar el RI por grupo tarifario, con la identificación de los rubros que son directamente atribuibles a la prestación del servicio de cada grupo tarifario (costos directos) y de los montos comunes que se asignan a todos los grupos tarifarios (costos

<sup>3</sup> Definido como “la proyección de ingresos necesarios para cubrir los costos de operación, mantenimiento y ventas (costos OMAV), los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable” (disposición 12.3 de la Directiva de Tarifas).

<sup>4</sup> La Directiva de tarifas es el instrumento normativo vigente aplicable para la determinación de tarifas en materia de gas natural.

indirectos), según la disposición 12.5 de la Directiva de Tarifas. Los criterios de asignación de los activos y de los costos de operación, administración y ventas (costos OMAV) deben considerar los factores que los originan, tales como: “las unidades de gas que se estima conducir por grupo tarifario, el número de usuarios por grupo tarifario, el factor de carga, la distancia entre trayectos del sistema y el costo del servicio específico en relación al requerimiento de ingresos total” (disposición 12.6 de la Directiva de Tarifas).

Las empresas generalmente operan diversos sistemas de distribución y ofrecen diversos servicios, incurriendo así en costos comunes, y por tanto, el regulador debe asegurar la correcta distribución de tales costos entre las distintas tarifas, es decir, los distintos tipos de usuarios. La Directiva de Contabilidad sugiere distribuir los costos y gastos comunes mediante el cálculo de la relación de costos comunes entre las siguientes variables por grupo tarifario: ingresos, activos, número de empleados, salarios y la utilidad bruta. Sin embargo, en la información pública no hay evidencia de que las empresas presenten a la CRE los criterios de asignación de costos y gastos comunes de sistemas y servicios operados por la empresa, lo cual dificulta la labor de supervisión del regulador respecto de que las tarifas sólo incluyan activos y costos relacionados con la distribución de gas natural en la zona geográfica correspondiente.

A partir del activo fijo neto y de los costos OMAV por grupo tarifario, se determina la base de activos y con ello se pueden determinar las otras dos variables del RI por grupo tarifario, que son: rentabilidad e impuestos. A continuación, se obtienen tarifas por tipos de cargos, que son tres cocientes: el RI dividido por el número de usuarios, por la capacidad reservada y por la energía transportada, como se explica en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Estructura de cargos que componen las tarifas máximas iniciales

Cargo	Definición	Término usado por la CRE
Servicio	Recupera los costos relacionados con la lectura y mantenimiento de medidores, facturación y con actividades inherentes a la prestación del servicio. Es un monto fijo mensual.  Unidad: \$/mes	Servicio
Capacidad	Recupera los costos fijos que forman parte del RI asignado al grupo tarifario respectivo.  Unidad: \$/gas conducido	Distribución con comercialización
Uso	Recupera los costos variables que forman parte del RI asignado al grupo tarifario respectivo.  Unidad: \$/gas conducido	

Fuente: Elaboración propia con base en CRE (2007)

Finalmente, "las tarifas máximas iniciales deben reflejar los requerimientos de capacidad de los diferentes grupos tarifarios durante el periodo pico del sistema de distribución". Esto debe ser acreditado por los distribuidores ante la CRE (disposición 8.2 de la Directiva de Tarifas). Sin embargo, no existe información pública al respecto.

### Falta de transparencia en el caso analizado

De acuerdo con información estadística de la CRE (CRE, 2022), al cierre de junio de 2022, se encuentran operando en México 32 sistemas de distribución de gas natural por medio de ductos propiedad de empresas privadas, de los cuales 19 se encuentran en su cuarto proceso de revisión quinquenal de tarifas aplicables para el quinto periodo de cinco años.

<sup>5</sup> El Gigajoule no es unidad de volumen o masa del gas, sino de su poder calorífico. Sin embargo, los aparatos de medición de los usuarios están calibrados en unidades de volumen. El resultado práctico es que el usuario carece de información directa para reconocer si el cobro que hace la empresa corresponde a la tarifa autorizada y le corresponde hacer la operación respectiva con el dato del poder calorífico que estipula la factura.

Entre ellos se encuentra el sistema de distribución de la zona geográfica de la Ciudad de México cuyo titular es una empresa que no presentó al órgano regulador el RI para el periodo 2016-2020 por cada grupo tarifario. Sin embargo, la CRE en su resolución número RES/055/2016 (CRE, 2016), por la que determina la lista de tarifas máximas, presentó el RI para todo el periodo quinquenal por cada grupo tarifario, sin brindar la información sobre la estructura de costos y los criterios que se establecieron para la asignación de activos y costos tanto por tipo de usuario como los comunes, metodología que es una parte fundamental de la determinación de las tarifas de distribución.

Esto constituye un patrón para los 19 sistemas de distribución que se muestran en la Tabla 1 ya mencionada, dado lo cual el interés de este artículo es presentar un ejercicio de contabilidad regulatoria para reconstruir el proceso de cálculo que permitió al propio órgano regulador las asignaciones implícitas de los costos de las tarifas máximas autorizadas, en las resoluciones número RES/730/2015 (CRE, 2015) y RES/055/2016 (CRE, 2016), por las que se autorizó el RI y las tarifas máximas, respectivamente, aplicables al cuarto periodo quinquenal de operaciones (2016-2020), del servicio de distribución de gas natural en la Ciudad de México, las cuales siguen vigentes a la fecha (enero de 2023), con sus respectivos ajustes por inflación.

## Metodología del análisis y resultados

La investigación realizada para este texto es de índole aplicada y cuantitativa. Es un estudio de un caso de falta de información pública sobre el proceso integral de cálculo de tarifas que le fueron autorizadas a una empresa distribuidora de gas natural. La hipótesis es que el método de cálculo aplicado por los autores hace posible develar el conjunto de la información faltante, parte de la cual son los criterios de asignación de costos. El método de cálculo es de contabilidad aplicada a la regulación y, al ser un proceso reconstructivo, tiene un fundamento deductivo sin perder rigor contable ni regulatorio.

El proceso reconstructivo debe poder determinar la estructura de costos mostrada en la Figura 1, por cada grupo tarifario, es decir, en este caso por los 5 diferentes tipos de usuarios que estipula la Resolución RES/730/2015. En la Tabla 3 se muestran los datos disponibles para el inicio del proceso de cálculo, donde los publicados son los de las columnas (1) a (3), mientras que los demandados para el cálculo son los de las columnas (4) y (5).

**Tabla 3.** Datos públicos acerca de la tarifa de distribución de gas natural aprobada por la CRE para la empresa, por grupo de usuarios

Grupo Tarifario	Requerimiento de Ingresos CRE	Cargo por Servicio (\$/mes)	Cargo de Distribución con comercialización (pesos/GJ)	% No. de usuarios	% Energía
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Residencial	4,366,872,330	42	94.3575	98.7%	21.7%
Comercial	285,516,910	100	42.6721	1.2%	3.9%
Gran comercial-Pequeño Industrial <sup>1</sup>	513,835,032	1,000	N/A	0.1%	9.6%
Gran Industrial <sup>1</sup>	1,079,795,206	5,000	N/A	0.0%	64.9%
GU1	39,926,943	10,000	0.7029		
	6,285,946,421			100%	100%

Fuente: Elaboración propia con base en: (1) CRE (2015), (2) y (3) CRE (2016); (4) y (5) cálculos propios con base en proyecciones brindadas por la empresa dentro de su plan de negocios (CRE, 2015).

Nota: <sup>1</sup>Las tarifas se presentan en cinco bloques de consumo y no están disponibles las variables para realizar la reconstrucción a ese detalle.

Como se advierte de la Tabla 3, la información pública disponible sólo aporta el dato del RI por cada grupo tarifario y los dos cargos correspondientes que componen la tarifa, pero no es posible conocer cómo está compuesto cada requerimiento del grupo tarifario en su estructura (base de activos y costos OMAV). Con ello se contraviene el principio de transparencia e imposibilita saber si existen o no subsidios cruzados.

## Metodología

La Tabla 4 siguiente muestra la secuencia, en sentido vertical, de los cálculos básicos que deben seguirse para llegar a determinar los cargos de la tarifa a los distintos usuarios, a partir de la información inicial del RI total y su estructura de costos. En la Tabla 4 se indica cuál

es la información pública y cuál es la que no se ha hecho pública. Por tanto, los cálculos que se elaboran son una reconstrucción en sentido de abajo-arriba, con el fin de estimar la información no pública.

**Tabla 4.** Secuencia general del cálculo de tarifas según la Directiva de Tarifas, vacíos de información pública y etapas de reconstrucción

Secuencia según la Directiva de Tarifas	Variables	Carácter de la información	Secuencia de reconstrucción
1. Regulador recibe esta información inicial	RI Total	Pública	
	(base de activos + costos OMAV) Total	Pública	
2. Asigna componentes del RI Total a cada RI 1..n	Proceso en que debe contabilizarse bajo principios de funcionalización y clasificación de costos, a fin de realizar una asignación eficiente de costos a cada tipo de usuarios de la empresa	No Pública	2ª Etapa
3. Se obtiene un RI 1..n	(base de activos + costos OMAV) 1...n = RI 1...n	Pública	
4. Se asigna energía y usuarios a cada grupo de usuarios.	Energía y usuarios Total	No pública	1ª Etapa
	Energía y usuarios 1...n		
5. Se obtiene un RI asignado a energía y otro asignado a usuarios.	RI por energía 1...n RI por usuarios 1...n	No pública	
6. Los cargos al usuario garantizan el ingreso de la empresa por cada concepto.	Cargo por energía 1...n Cargo por usuario 1...n	Pública	

Fuente: Elaboración propia

En la metodología de reconstrucción, los cálculos a realizar en sentido de abajo hacia arriba se llevan a cabo en dos etapas. En la primera se calcula el valor de las variables indicadas en los pasos 4 y 5. En la segunda etapa se calcula el valor del paso indicado como 2.

**Primera Etapa:** consiste en calcular: i) el valor del RI asociado al cargo por servicio (RI por servicio), ii) el RI asociado al cargo por distribución con comercialización (RI por

distribución), iii) la energía y iv) proyección del número de usuarios. En la Tabla 5 se muestra la secuencia de dichos cálculos.

**Tabla 5.** Secuencia para el cálculo del requerimiento de ingresos por servicio y del requerimiento de ingresos por distribución

Variable	Fórmula de cálculo	Definiciones
1. RI por servicio	$RICS_i = USU_i * CS_i * 60$ <p>1.1 Número de usuarios</p> $USU_i = \%USU_i * USU_{promedio}$	<p><math>RICS_i</math> =Requerimiento de ingresos del cargo por servicio del grupo tarifario i.</p> <p><math>USU_i</math> =Número de usuarios del grupo tarifario i.</p> <p><math>CS_i</math> =Cargo por servicio del grupo tarifario i.</p> <p>60 = Número de meses del quinquenio.</p> <p><math>\%USU_i</math> =Porcentaje de usuarios del grupo tarifario i, estimado con base en el promedio quinquenal del número de usuarios solicitado por la empresa, presentado en la columna 4 de la Tabla 3.</p>
2. RI por distribución	$RICDC_i = RI_i - RICS_i$ <p>2.1 Energía quinquenal implícita</p> $Ene_i = \frac{RICDC_i}{CDC_i}$	<p><math>USU_{promedio}</math> =Promedio del número de usuarios aprobados por la CRE (622,575).</p> <p><math>RICDC_i</math> = Requerimiento de ingresos asociado al cargo por distribución con comercialización del grupo tarifario i.</p> <p><math>RI_i</math> = Requerimiento de ingresos del grupo tarifario i.</p> <p><math>Ene_i</math> =Energía del grupo tarifario i.</p> <p><math>CDC_i</math> = Cargo por distribución con comercialización del grupo tarifario i.</p>

Fuente: Elaboración propia

**Segunda etapa:** Este segundo conjunto de cálculos requiere llegar a la reconstrucción de la estructura del RI en sus cuatro grandes componentes. Ello permite constatar si las tarifas autorizadas por la CRE están fundamentadas en un análisis de costos por grupo de usuarios.

Se requiere inicialmente determinar la base de activos y los costos OMAV, y después calcular la rentabilidad, la depreciación y el monto de impuestos. Sin embargo, se tienen dos grandes incógnitas el porcentaje de inversiones y el porcentaje de costos OMAV autorizados por la CRE a la empresa respecto de su propuesta. Para ello se hace uso de la herramienta *solver* contenida en Excel, con el fin de estimar el porcentaje de costos OMAV “autorizados” por la CRE, dado un porcentaje “autorizado” del monto de inversiones propuesto por la empresa, a fin de obtener el RI autorizado por la CRE.

Para facilitar la comprensión de la secuencia de la contabilidad que se aplica, se agrupan las fórmulas empleadas en las tablas 6 y 7 siguientes.



**Tabla 6.** Secuencia para el cálculo de la base de activos

Variable	Fórmula de cálculo	Definiciones
1. Base de Activos	$BA_t = AFN_t + AFN_{futurot} + CT_t$	<p><math>BA_t</math> = Base de activos del sistema de distribución en el año t.</p> <p><math>AFN_t</math> = Activo fijo neto existente en el año t.</p> <p><math>AFN_{futurot}</math> = Activo fijo neto futuro en el año t.</p> <p><math>CT_t</math> = Capital de trabajo en el año t.</p> <p><math>t = 1, \dots, 5</math></p> <p><math>AFB_t</math> = Activo fijo bruto en el año t, igual al activo fijo bruto del inicio del cuarto quinquenio (2,682.63 millones de pesos de 2013). El activo fijo bruto se mantiene constante a lo largo del quinquenio porque las inversiones se analizan por separado.</p> <p><math>DA_t</math> = Depreciación acumulada de los activos existentes al año t.</p> <p><math>DA_{inicial4Q}</math> = Depreciación acumulada al inicio del cuarto quinquenio (766.27 millones de pesos de diciembre de 2013).</p> <p><math>\delta</math> = tasa de depreciación anual fija. Bajo el método de línea recta la tasa de depreciación es igual 1/número de años de vida útil probable.</p> <p><math>AFB_{futurot}</math> = Activo fijo bruto correspondiente a las inversiones en capital del año t. Inversiones propuestas por la empresa por un monto de \$3,967 millones de pesos de 2013 (Tabla 12 del Anexo de la RES/730/2015).</p> <p><math>DA_{futurat}</math> = Depreciación acumulada de las inversiones en capital en el año t.</p>
1.1 Activo Fijo Neto	$AFN_t = AFB_t - DA_t$  1.1.1 Depreciación acumulada  $DA_t = DA_{inicial4Q} + \sum_{t=1}^5 AFB_t * \delta$	
1.2 AFN Futuro (Inversiones netas en capital)	$AFN_{futurot} = AFB_{futurot} - DA_{futurat}$  1.2.1 Activo fijo bruto futuro  $AFB_{futurot} = \sum_{t=1}^5 CAPEX_t$  1.2.2 Depreciación acumulada futura  $DA_{futurat} = \sum_{t=1}^5 AFB_{futurot-1} * \delta$	
1.3 Capital de Trabajo	$CT_t = \frac{1}{8} CostosOMAV_t$	

		<p><math>CAPEX_t</math> = Inversiones en capital en el año t.</p> <p><math>AFB_{futuro t-1}</math> = Activo fijo bruto correspondiente a las inversiones en capital del año t-1.</p> <p><math>CostosOMAV_t</math> = Costos de operación, mantenimiento y ventas en el año t.</p>
--	--	--

Fuente: Elaboración propia

Dentro de los cálculos de la base de activos están involucrados dos supuestos, el primero consistió en establecer 17 años de vida útil promedio para todos los activos del sistema de distribución, debido a que ha estado en expansión continua y dado que la vida útil de los ductos en promedio es de 30 años. El segundo supuesto es que la CRE le autorizó a la empresa el 100% de su programa de inversiones propuesto, lo cual es razonable porque la CRE incrementó las propuestas de número de usuarios y energía de la empresa, en 7.6% y 37.7% respectivamente.

Una vez que se obtiene la base de activos es posible determinar el RI con base en la secuencia mostrada en el Tabla 7 siguiente.

**Tabla 7.** Secuencia para el cálculo del requerimiento de ingresos

Variable	Fórmula de cálculo	Definiciones
1. Rentabilidad	$R_t = BA_t * i_t$	<p><math>R_t</math> =Rentabilidad del sistema de distribución en el año t.</p> <p><math>BA_t</math> = Base de activos del sistema de distribución en el año t.</p> <p><math>i_t</math> =Costo del capital en el año t. Se determinó con base en la metodología por la CRE considerando 100% de capital propio.</p> <p><math>t = 1, \dots, 5</math></p>
2. Depreciación	$D_t = D_{existentet} + D_{faturat}$  2.1 Depreciación Activos Existentes $D_{existentest} = AFB_t * \delta$  2.2 Depreciación Inversiones $D_{faturat} = AFB_{faturot-1} * \delta$	<p><math>D_t</math> =Depreciación anual del sistema de distribución en el año t.</p> <p><math>D_{existentest}</math> =Depreciación anual de los activos existentes en el año t.</p> <p><math>D_{faturat}</math> =Depreciación anual de las inversiones en capital en el año t.</p>
3. Costos OMAV	$OMAV_t$ $= OMAV_{Empresat}$ $* \%AutorizadoCRE$	<p><math>AFB_t</math> =Activo fijo bruto en el año t.</p> <p><math>\delta</math> = tasa de depreciación anual fija, igual a 1/17.</p>
4. Impuestos	$Impuestos_t = \frac{R_t * ISR}{1 - ISR}$	<p><math>AFB_{faturot}</math> = Activo fijo bruto correspondiente a las inversiones en capital del año t. Tabla 12 del Anexo de la RES/730/2015.</p> <p><math>OMAV_t</math> =Costos de operación, mantenimiento y ventas calculados para el año t.</p> <p><math>OMAV_{Empresat}</math> =Costos de operación, mantenimiento y ventas propuestos por la empresa para el año t. Tabla 15 del Anexo de la RES/730/2015.</p> <p><math>\%AutorizadoCRE</math> = Porcentaje autorizado por la CRE de los costos OMAV propuestos por la empresa, determinado mediante un <i>Solver</i>.</p> <p><math>Impuestos_t</math> =Impuestos pagados por concepto de impuesto sobre la renta en el año t.</p>

		<p><i>ISR</i> =Tasa del impuesto sobre la renta, se consideró la tasa vigente de 30%.</p>
--	--	---

Fuente: Elaboración propia

En resumen, la segunda etapa consiste en la reconstrucción del RI a nivel de los cuatro componentes, mediante un modelo formulado con base en las tablas 6 y 7 anteriores. Para ello, se parte del RI autorizado por la CRE por un monto de \$5,301,406,981.30 a pesos de 2013 y, de un costo de capital de 10.81%, determinado con la metodología vigente aprobada por la CRE mediante la resolución número RES/233/2013 (CRE, 2013) y conforme a los parámetros establecidos en el Anexo II de la resolución número RES/099/2009 (CRE, 2009), considerando 100% capital propio, es decir, la empresa no contrató deuda durante el quinquenio. También, se supone que la CRE autorizó el 100% de las inversiones propuestas por la empresa y que los activos tienen una vida útil promedio de 17 años.

Al realizar la formulación del modelo, utilizando las tablas 6 y 7, se calcula el porcentaje de costos OMAV utilizando el *solver*<sup>6</sup>, determinando así el RI que iguala el RI calculado (celda G8 de la Figura 2) al RI autorizado por la CRE (celda G10 de la Figura 2).

**Figura 2.** Estimación del requerimiento de ingresos mediante Solver

	A	B	C	D	E	F	G
1	<b>Estimación del requerimiento de ingresos</b>						
2							
3	<b>Componente</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>Quinquenio</b>
4	Rentabilidad	256.75	308.40	368.90	445.74	511.87	1,891.66
5	Depreciación anual	157.80	192.45	231.55	277.82	335.72	1,195.35
6	Costos OMAV	203.61	246.55	282.62	316.17	354.72	1,403.68
7	Impuestos	110.04	132.17	158.10	191.03	219.37	810.71
8	<b>Requerimiento de ingresos</b>	<b>728.20</b>	<b>879.57</b>	<b>1,041.17</b>	<b>1,230.78</b>	<b>1,421.69</b>	<b>5,301.41</b>
9							
10						<b>RI autorizado</b>	<b>5,301.41</b>
11							
12				<b>Celda objetivo: RI calculado - RI autorizado</b>			<b>0.00</b>
13							
14						<b>% Costos OMAV</b>	<b>55.1%</b>

Fuente: Cálculos propios con base en los cuadros 5 y 6, y CRE (2015, 2016)

<sup>6</sup> Un *solver* es una herramienta que hace funciones de hoja de cálculo para optimización y que viene empaquetada en el Excel de Microsoft, siendo empleada en diversos campos profesionales en que se requieren herramientas de modelación (Fylstra, Lasdon, Watson and Warren, 1998; Londoño y Boada, 2017).

Específicamente, al ejecutar el *solver* arroja el resultado de 55.1% de costos OMAV (celda G14 de la Figura 2) que permite tener un valor de 0 en la celda objetivo (celda G12 de la Figura 2) y por tanto calcular un RI de \$5,301.41 (celda G8 de la Figura 2).

### Resultados de la reconstrucción

A continuación, se presentan las tablas con los resultados de las dos etapas, en las tablas 8, 9 y 10. Los hallazgos se comentan al final de cada tabla.

**Tabla 8.** Requerimiento de ingresos por grupo tarifario, según costos fijos y variables

Grupo Tarifario	RI por servicio (pesos 2015)	% RICS	RI por distribución (pesos 2015)	% RIC DC	Usuarios	% Usuarios	Energía (GJ)	% Energía
Residencial	1,548,033,480	94.0%	2,818,838,850	60.8%	614,299	98.7%	29,874,031	14.6%
Comercial	46,182,000	2.8%	239,334,910	5.2%	7,697	1.2%	5,608,698	2.7%
Gran comercial- Pequeño Industrial	30,360,000	1.8%	483,475,032	10.4%	506	0.1%	36,627,397	17.8%
Gran Industrial	21,600,000	1.3%	1,058,195,206	22.8%	72	0.0%	77,191,303	37.6%
GU1	600,000	0.04%	39,326,943	0.8%	1	0.0%	55,949,557	27.3%
Total	1,646,775,480	100%	4,639,170,941	100%	622,575	100.0%	205,250,985	100%

Fuente: Cálculos propios con base en la Tabla 4 y CRE (2015, 2016)

Los resultados presentados en la Tabla 8 muestran la estructura de costos implícita en los RI por cada grupo tarifario y resalta la carga desproporcionada hacia los usuarios residenciales, especialmente si observamos la diferencia entre el RI por distribución asignado a los usuarios residenciales (60.8%) y el asignado al usuario GU1 (0.8%). Los primeros consumen únicamente 14.6% de la energía y en contrapartida, GU1 consume el 27.3%. De

la misma manera, puede observarse la proporción del RI por servicio asignado al grupo residencial: constituye el 94.0% del total de dicho cargo. Aquí cabe hacer notar que aproximadamente el 26% de los costos totales del sistema de la empresa (RI por servicio como porcentaje de RI por servicio + RI por distribución) corresponden al RI por servicio, es decir, costos fijos que deben recuperar en su casi totalidad los usuarios residenciales, los cuales, repitamos, solo consumen 14.6% de la energía.

**Tabla 9.** Componentes del requerimiento de ingresos por año según costos directos e indirectos

Componente	2016	2017	2018	2019	2020	Quinque nio	% RI
Rentabilidad	256,751 ,706	308,396 ,049	368,899, 878	445,744, 215	511,867, 848	1,891,65 9,695	35. 7%
Depreciación anual	157,801 ,765	192,454 ,118	231,553, 529	277,822, 941	335,721, 765	1,195,35 4,118	22. 5%
Costos OMAV	203,611 ,117	246,550 ,966	282,621, 541	316,174, 667	354,723, 580	1,403,68 1,871	26. 5%
Impuestos	110,036 ,445	132,169 ,735	158,099, 948	191,033, 235	219,371, 935	810,711, 298	15. 3%
Requerimiento de ingresos	728,201 ,033	879,570 ,867	1,041,17 4,896	1,230,77 5,059	1,421,68 5,126	5,301,40 6,981	100 %

Fuente: Cálculos propios con base en las tablas 6 y 7, y CRE (2015, 2016)

De los resultados de la segunda etapa se observa que el componente del RI total con mayor peso es el monto asignado a la rentabilidad (35.7%), lo cual se debe a la inversión de casi 4,000 millones de pesos. Eso significa que se sabe que existe un componente de inversión que deberá ser recuperado por los distintos usuarios, pero se ignora en qué proporción se hará esa recuperación mediante las tarifas. La nueva inversión aparece simultáneamente con un nuevo usuario que es una empresa generadora de energía. En las resoluciones RES/730/2015 y en RES/055/2016 la CRE no presenta un análisis de los activos (gasoductos) que servirán para el consumo de la empresa de generación eléctrica. Así, el órgano regulador no desglosa los costos de inversión, y como se ve en la Tabla 8, la decisión es que sean los usuarios domésticos los que paguen -mediante la tarifa- dicha nueva inversión.

Finalmente se hizo el ejercicio de obtener el RI asociado a los dos cargos por grupo tarifario y a nivel de los cuatro componentes, aplicando los porcentajes de asignación del RI por componente de la Tabla 9 anterior, a los requerimientos de ingresos de los dos cargos obtenidos en el primer momento (Tabla 8), como se muestra en la Tabla 10 siguiente.

**Tabla 10.** Requerimiento de ingresos por grupo tarifario, según costos fijos y variables, por componente

Grupo Tarifario	Requerimiento de Ingresos	% respecto al RI Total	Rentabilidad	Depreciación	Costos OMAV	Impuestos
Residencial	1,548,033,480	24.6%	552,372,710	349,048,508	409,881,101	236,731,161
Comercial	46,182,000	0.7%	16,478,763	10,413,055	12,227,855	7,062,327
Gran comercial- Pequeño Industrial	30,360,000	0.5%	10,833,122	6,845,532	8,038,580	4,642,767
Gran Industrial	21,600,000	0.3%	7,707,359	4,870,339	5,719,147	3,303,154
GU1	600,000	0.0%	214,093	135,287	158,865	91,754
Total RI por servicio	1,646,775,480	26.2%	587,606,047	371,312,721	436,025,549	251,831,163
Residencial	2,818,838,850	44.8%	1,005,824,276	635,587,994	746,359,034	431,067,547
Comercial	239,334,910	3.8%	85,400,009	53,964,914	63,369,984	36,600,004
Gran comercial- Pequeño Industrial	483,475,032	7.7%	172,514,624	109,013,300	128,012,269	73,934,839
Gran Industrial	1,058,195,206	16.8%	377,587,540	238,600,432	280,184,002	161,823,231
GU1	39,326,943	0.6%	14,032,726	8,867,386	10,412,805	6,014,026
Total RI por distribución	4,639,170,941	73.8%	1,655,359,175	1,046,034,026	1,228,338,094	709,439,646

RI Total	6,285,946, 421 <sup>1</sup>	100%	2,242,965 ,222	1,417,346 ,747	1,664,363 ,642	961,270, 810
----------	--------------------------------	------	-------------------	-------------------	-------------------	-----------------

Fuente: Cálculos propios con base en las tablas 8 y 9

Nota: <sup>1</sup>La diferencia entre el requerimiento de ingresos de la Tabla 9 (\$5,301.4 mdp) y el de la Tabla 10 (\$6,285.9 mdp) se debe a la actualización a pesos de 2015, empleando un factor de inflación implícito de 18.6%. Ello se hace así porque el cargo por servicio y el cargo de distribución con comercialización autorizados se derivaron del requerimiento de ingresos a pesos de 2015.

Esta tabla es la que concluye y ordena los hallazgos. Muestra el RI asociado a los dos cargos, descompuesto por grupo tarifario y los 4 componentes (costos directos e indirectos). Los cargos son por servicio (fijos) y por distribución (variables) y se observa su composición por cada uno de los cinco grupos de la tarifa. Cada grupo de la tarifa, a su vez, es descompuesto por los 4 factores de costos directos e indirectos. Esta es la asignación que realizó el órgano regulador y con el método empleado se llegó a los datos que se ocultaban por ausencia de transparencia.

## Discusión

La fijación de tarifas bajo un régimen regulatorio supone la existencia de una práctica de transparencia de los cálculos realizados por la autoridad, bajo las normas metodológicas que son conocidas en las Directivas. Este principio es el que garantiza los derechos de los consumidores finales tratándose de servicios de índole social, como es la dotación de gas natural. Este artículo muestra el incumplimiento de la transparencia y mediante un ejercicio contable que los autores denominan reconstructivo, también se muestra la existencia de subsidios cruzados, lo cual es una importante probabilidad de causalidad para ocultar el proceso de cálculo integral empleado por el regulador.

La academia no ha explorado significativamente la contabilidad de costos en materia regulatoria, en el sector del gas natural, en México. Los autores consideran que se está ante la posibilidad de establecer una línea pionera ya que lo que ha privado es la elaboración de análisis de optimalidad de tarifas bajo supuestos de la economía ortodoxa, en los autores citados, pero a la fecha no ha habido el interés en analizar la naturaleza contable de las tarifas y su proceso de determinación mediante costos y los principios de los mismos. Sin ello, no es posible reconocer la existencia o no de subsidios cruzados y de captura del regulador, que son temas centrales de la teoría económica de la regulación.



Como se ha mencionado en el texto, las tarifas vigentes del permiso analizado tenían fecha de vencimiento en el año de 2020, y desde entonces se ha interrumpido el proceso normal de revisión quinquenal de tarifas. Se debe agregar que esta interrupción se debe a una decisión del órgano regulador en un acto que, a juicio de los autores, es un reconocimiento implícito de las fallas regulatorias previas en el mercado de la distribución por ducto de gas natural, como muestra el caso analizado. El contexto durante estos años de una nueva política energética ha sido de tensión entre empresas del ramo y la autoridad regulatoria, y ello no hace sino confirmar la naturaleza política y social de la regulación y, por ende, su carácter cambiante. Señalan Phillips y Brown (1993) que "la regulación es un concepto económico, legislativo y legal" (p. 49) y abundan: "la regulación se puede expandir sobre los mismos principios que le dieron lugar, pero también por razones poco relacionadas con las iniciales. Las nuevas razones pueden ser suficientes para justificar la extensión de la regulación, pero una *policy making* inteligente debería ser juzgada por sus propios méritos. Las extensiones 'lógicas' de la regulación no son siempre lógicas: De modo similar, las condiciones que produjeron en un principio la regulación pueden haber cambiado al punto de que la regulación sea reducida o bien drásticamente modificada" (Ibid. p. 51) .

Esta realidad conduce al punto central de la discusión aquí propuesta: es necesaria una revaloración académica de la práctica de la regulación económica en materia energética que brinde metodologías e investigación desde la óptica de la contabilidad regulatoria, la cual es el centro de interpretaciones y aplicación de las políticas en materia de energía. Ejercicios de emulación o reconstrucción contable regulatoria deben ser una práctica más frecuente en la academia y organismos de la sociedad, para combatir las malas aplicaciones de los principios de la regulación. Ello conduce a pensar que es necesario que, a pesar de su autonomía, la CRE pueda ser auditada por entidades especializadas para ayudar en el mismo sentido de mejorar la práctica regulatoria en beneficio de los consumidores.

Finalmente, acerca de los supuestos y alcances de la metodología, cabe decir que la contabilidad inversa de los costos contiene un par de supuestos que vale la pena recuperar: uno es el del periodo de vida útil promedio para todos los activos, que se asume de 17 años debido a que el sistema de distribución ha estado en expansión continua y dado que la vida útil de los ductos en promedio es de 30 años. El otro supuesto es el del porcentaje autorizado por el regulador a la empresa del monto de inversión propuesto, asumido en 100%, lo cual es razonable porque la CRE incrementó las propuestas de número de usuarios y energía de la empresa, en 7.6% y 37.7% respectivamente.

Ambos supuestos están fundados en consideraciones técnicas de la operación de este tipo de infraestructuras y, a juicio de los autores, son verosímiles.

## Conclusiones

En el caso de estudio abordado, como se ha mencionado, la autoridad regulatoria incumple con la transparencia informativa para conocer el ejercicio contable y la asignación de costos que lleva a la fijación de las 5 tarifas por tipo de usuario en el permiso otorgado a la empresa que distribuye el gas natural a la Ciudad de México. Este es un caso que además presenta la peculiaridad de que se trata de un sistema de distribución que combina diversos tipos de usuarios finales, desde los residenciales pasando por comerciales e industriales, hasta una empresa de generación de electricidad, la cual fue añadida recientemente al sistema mediante una importante inversión de capital. Por tanto, es un caso que se puede considerar paradigmático para comprobar en la práctica la aplicación del principio de no incurrir en subsidios cruzados, situación que denotaría captura del regulador.

La hipótesis planteada fue que, con los datos finales públicos, era posible hacer un cálculo con base en contabilidad regulatoria, de tipo inverso o reconstructivo, que permitiese mostrar los cálculos y asignación de costos que llevó a cabo el regulador para dar origen a las tarifas aprobadas. La hipótesis quedó comprobada y la metodología es replicable porque sigue los principios de la contabilidad regulatoria y puede ser empleada en situaciones análogas al caso analizado.

El resultado final buscado era conocer las estructuras de costos asociadas a cada una de las tarifas que aprobó el organismo regulador y compararlas, ya que de esta contrastación es posible reconocer si se cumple el principio de asignación eficiente de los diferentes costos entre los diferentes tipos de usuario. Sin embargo, el resultado apunta a la existencia de subsidios cruzados, ya que los datos mostrados en las tablas 8, 9 y 10 indican que existe una falta de proporcionalidad manifiesta en la asignación de costos al comparar al grupo tarifario de los consumidores domésticos con la tarifa de un único consumidor que es la empresa de generación eléctrica. Como muestran los números obtenidos por este método, mediante las tarifas que le fueron aprobadas, la empresa recupera los costos de su sistema de distribución básicamente de los consumidores residenciales y ello le permite no cargar en la tarifa que le aplica a la generadora eléctrica la inversión que tuvo que realizar para incorporarla al sistema. Se trata de un caso de subsidios cruzados en perjuicio de los consumidores residenciales y en beneficio de la empresa eléctrica.

La evaluación cuantitativa de los resultados señala que el requerimiento de ingresos que se cobra mediante el cargo de distribución con comercialización representa el 74% del requerimiento de ingresos quinquenal aprobado por la CRE. De este, el 60.8% se recupera a través de los usuarios residenciales, quienes solo tienen asignado el 14.6% de la energía. Por su parte, el usuario GU1 solo tiene asignado el 0.8% de la recuperación del requerimiento de ingresos asociado al cargo por distribución con comercialización, pero consume el 27.3%. Por su parte, del grupo tarifario gran industrial se recupera el 22.8% del RI por distribución y consume el 37.6% del gas natural del sistema de distribución. No es eficiente que dos grupos tarifarios consuman el 65% de la energía y paguen solo el 24%, y se muestra que la asignación de costos implícita autorizada por la CRE responde a una estrategia de la empresa por recuperar el requerimiento de ingresos a través del grupo de usuarios cautivos y de mayor número que son los usuarios residenciales.

La falta de transparencia y la existencia de subsidios cruzados que se han demostrado conducen a concluir que el estudio de caso es el de una situación de captura del regulador motivada por la propia práctica del órgano regulador de incumplir con principios de transparencia de cálculos tarifarios.

El artículo muestra que la regulación asimétrica que beneficia a empresas privadas, como es el caso mostrado, puede ser transparentada y cuantificada aunque no exista información pública sobre el proceso tarifario, con lo cual se establecen las bases para una mejora de la actividad reguladora, una función clave de la regulación económica en el sector del gas natural.

### **Futuras líneas de investigación**

El resultado al que se llega permite un siguiente paso que es el de aplicar el método seguido en este caso para calcular los costos reales en el conjunto de tarifas con la misma opacidad de distintos servicios de distribución de gas natural en grandes ciudades de México, aportando así desde la academia herramientas conceptuales y metodológicas para una mejora de la práctica regulatoria, con beneficios sociales, en el contexto de un cambio de paradigma de política energética por parte del Estado mexicano, situación en la cual una gestión regulatoria con mejores instrumentos analíticos es fundamental.

## Referencias

- Boehm, F. (2015). Corrupción y captura en la regulación de los servicios públicos. *Revista de Economía Institucional*, 7(13), 245-263.
- Chevalier, J.-M., Derdevet, M., Geoffron, P. (2012). *L'avenir énergétique: cartes sur table*. Gallimard.
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2022). Permisos otorgados por la Comisión. <https://datos.gob.mx/busca/organization/cre>
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2016). Resolución No. RES/055/2016. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía determina la lista de tarifas máximas para el cuarto periodo de cinco años del permiso de distribución G/041/DIS/98, otorgado a Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V., en la zona geográfica del Distrito Federal. 28 de enero de 2016. México. <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index>
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2015). Resolución No. RES/730/2015. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza el Ingreso Requerido para el cuarto periodo de cinco años a Comercializadora Metrogas, S.A. de C.V. titular del permiso de distribución de gas natural G/041/DIS/98 en la zona geográfica del Distrito Federal. 05 de noviembre de 2015. México. <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index>.
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2013). Resolución No. RES/233/2013. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios de aplicación de la Directiva sobre la determinación de las tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 en relación al costo de capital para el transporte de gas natural por ducto. 20 de junio de 2013. México. <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index>.
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2009). Resolución No. RES/099/2009. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza el ingreso requerido para la determinación de la propuesta de lista de tarifas máximas para el tercer periodo de cinco años del permiso número G/033/DIS/1998 otorgado a Gas Natural México, S. A. de C. V., para la distribución de gas natural en la zona geográfica de Monterrey. 28 de mayo de 2009. México. <https://www.cre.gob.mx/Resoluciones/index>.
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (2007) . Directiva No. DIR-GAS-001-2007. Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades

- Reguladas en materia de Gas Natural. 28 de diciembre de 2007. México.  
[https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5011883&fecha=28/12/2007#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5011883&fecha=28/12/2007#gsc.tab=0)
- Comisión Reguladora de Energía [CRE]. (1996). Directiva No. DIR-GAS-002-1996. Directiva de contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural. 03 de junio de 1996. México.  
[https://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=4887123&fecha=03/06/1996#gsc.tab=0](https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4887123&fecha=03/06/1996#gsc.tab=0)
- Dammert, A. y García, R. (2020). Las tarifas de gas natural en el Perú. Una comparación de modelos regulatorios. *Revista de Análisis Económico y Financiero*, 2(2).  
<https://www.aulavirtualusmp.pe/ojs/index.php/raef/article/view/1850/2013>
- Estache, A., Rodriguez, M., Rodriguez, J. M., Sember, G. (2003). An Introduction to Financial and Economic Modeling for Utility Regulators. *Policy Research Working Paper, 3001*, World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/18275>
- Fylstra, D., Lasdon, L., Watson, J. and Waren, A. (1998). Design and Use of the Microsoft Excel Solver. *Interfaces*. 28, 29-55. doi:10.1287/inte.28.5.29
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1991). The Politics of Government Decision-Making: A Theory of Regulatory Capture. *The Quarterly Journal of Economics*, 106(4), 1089–1127.  
<https://doi.org/10.2307/2937958>
- Lesser, J. A., Giacchino, L. R. (2007). *Fundamentals of energy regulation*. (1ra ed.). Public Utilities Reports, Inc.
- Londoño, R. D. A., Boada, A. (2017). Enseñanza con el uso directo de las TIC. Potencialidades del Solver (Microsoft Excel) para la Enseñanza de Programación Lineal y Modelos de Transporte. *Memorias Arbitradas en XVIII Virtual Educa Colombia 2017*. <https://www.researchgate.net/publication/317624466>
- Martimort, D. (1999). The Life Cycle of Regulatory Agencies: Dynamic Capture and Transaction Costs. *The Review of Economic Studies*, 66(4), 929–947.  
<http://www.jstor.org/stable/2566926>
- Micheli, J., Romero, M., Valle, E. (2013) El Gas Natural y su geografía industrial en México, México, Universidad Autónoma Metropolitana Azcapotzalco 2013.
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos [OCDE]. (2014). *Best Practice Principles for Regulatory Policy, The Governance of Regulators*.  
<https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Flyer-Governance-of-regulators.pdf>

- Ortiz, F., Ramírez, J. C., Rosellón, J. (2021). Los efectos de las reformas del mercado de gas natural en México sobre sus precios, ventas y comercio exterior. *Contaduría y administración*, 66(3), 1-31. <https://doi.org/10.22201/fca.24488410e.2021.2841>
- Paulson, L. (2005). At Last! An Energy Policy. *American Gas*, 87(8), 20-23. <https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=bth&AN=18457309&site=ehost-live>
- Phillips, C. F., Brown, R. G. (1993). *The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice*. (3ra ed.). Public Utilities Reports, Inc.
- Posner, R. A. (1974). Theories of Economic Regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 5(2), pp. 335–358. <https://doi.org/10.2307/3003113>
- Ramírez, J. C., Rosellón, J. (2000). La regulación de las tarifas de distribución de gas natural en México: un modelo estocástico. *El Trimestre Económico*, 67(266)2, 239–276. <http://www.jstor.org/stable/20857023>.
- Rodriguez, M., Schlirf, R., Groom, E. (2008). *Accounting for Infrastructure Regulation: An Introduction*. World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/6426>
- Serrani, E. (2020). Modelos de regulación de servicios públicos de gas natural en Argentina, 1967-2017. *América Latina en la historia económica*, 27(2). <https://doi.org/10.18232/alhe.1062>
- Sunita, K., Nellis, J. (2004). An Assessment of Privatization. *The World Bank Research Observer*, 19(1), 87–118. <http://www.jstor.org/stable/3986494>
- Stigler, G. J. (1971). The Theory of Economic Regulation. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2(1), 3–21. <https://doi.org/10.2307/3003160>
- Veljanovski, C. (2010). Economic Approaches to Regulation. In Robert Baldwin, Martin Cave, and Martin Lodge (eds). *The Oxford Handbook of Regulation*, 17-38. Oxford Academic. <https://doi.org/10.1093/oxfordhb/9780199560219.003.0002>

Rol de Contribución	Autor (es)
Conceptualización	Jordy Micheli Thirion (igual) , Liliana Ramírez Villeda (igual)
Metodología	Jordy Micheli Thirion (principal) , Liliana Ramírez Villeda (apoya)
Software	
Validación	
Análisis Formal	Liliana Ramírez Villeda
Investigación	Jordy Micheli Thirion (igual) , Liliana Ramírez Villeda (igual)
Recursos	
Curación de datos	
Escritura - Preparación del borrador original	Jordy Micheli Thirion
Escritura - Revisión y edición	Jordy Micheli Thirion ( principal) , Liliana Ramírez Villeda (apoya)
Visualización	Jordy Micheli Thirion (igual), Liliana Ramírez Villeda (igual)
Supervisión	Jordy Micheli Thirion
Administración de Proyectos	
Adquisición de fondos	