



“RENTABILIDAD MÁXIMA EN LA INDUSTRIA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN CHILE: ANÁLISIS TEÓRICO Y EMPÍRICO”

**TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN ANÁLISIS ECONÓMICO**

**Alumno: Guillermo Valladares Arriagada
Profesor Guía: Andrés Gómez-Lobo Echenique**

Santiago, agosto 2023

Resumen

La presente investigación realiza un análisis teórico y empírico del esquema de regulación de la industria de distribución de gas natural en Chile, con excepción de la Región de Magallanes y la Antártica chilena. El enfoque teórico muestra que si un concesionario tiene ganancias anuales por debajo del límite de rentabilidad máxima, no garantiza que las tarifas sean competitivas. En caso inverso, si la rentabilidad máxima se sobrepasa, esto no implica que las tarifas sean superiores a las competitivas. Para evaluar la materialización de esta crítica teórica, se realiza un análisis empírico, con datos de Metrogas, ajustando las tarifas a niveles que pueden ser considerados competitivos. Los resultados empíricos demuestran que el actual esquema de regulación de la industria de distribución de gas natural presenta deficiencias significativas que dificultan el logro de los objetivos regulatorios.

- * Análisis empírico del esquema regulatorio del gas natural en Chile.
- * Estima rentabilidad económica y compara evolución del chequeo de rentabilidad.
- * Se halla que chequeo de rentabilidad no identifica tarifas competitivas.
- * Incluso para tarifas competitivas se sobrepasa el límite de rentabilidad máxima.
- * Demuestra que legislación actual dificulta cumplimiento de objetivo regulatorio.

Abstract

The present research conducts a theoretical and empirical analysis of the regulatory scheme in the natural gas distribution industry in Chile, excluding the Magallanes Region and the Chilean Antarctic. The theoretical approach demonstrates that if a concessionaire has annual profits below the maximum profitability threshold, it does not guarantee competitive tariffs. Conversely, surpassing the maximum profitability threshold does not imply that the tariffs are higher than competitive levels. To assess the materialization of this theoretical critique, an empirical analysis is conducted using data from Metrogas, adjusting the tariffs to levels that can be considered competitive. The empirical results demonstrate that the current regulatory scheme in the natural gas distribution industry exhibits significant deficiencies that hinder the achievement of regulatory objectives.

A mi mamá y hermanita

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento al profesor Andrés Gómez-Lobo por su inquebrantable apoyo y su generosa paciencia, reflejos de su calidez y humanidad. Sus conocimientos, sugerencias y valiosos consejos han sido fundamentales en la elaboración de este trabajo.

Agradezco de todo corazón a todas las personas que me han apoyado a lo largo de este camino, con un reconocimiento especial a mi familia, cuya dedicación ha sido invaluable.



Índice

1. Introducción.	5
2. Esquema regulatorio.	7
2.1. Tasa de Rentabilidad Económica Máxima.	7
2.2. Chequeo de Rentabilidad.	9
3. Critica Teórica.	10
3.1. Modelo.	11
3.2. Problemas asociados a la regulación basada en la rentabilidad máxima.	14
4. Empírico.	16
4.1. Metodología.	17
4.2. Datos.	18
4.3. Estadística Descriptiva.	19
4.4. Resultados.	20
5. Conclusión.	28
6. Bibliografía.	30
7. Anexos	32



1. Introducción.

En diversos países, las industrias de redes como la del Gas Natural, son considerados servicios de utilidad pública (OECD, 2001) que presentan economías de escala o ámbito. Es por esto, que las empresas que participan en el mercado son tratadas como monopolios naturales, siendo no económicamente racional tener más de una empresa produciendo.

Por lo anterior, es que la regulación tarifaria en este tipo de industrias es crucial para prevenir el abuso del poder de mercado que ostentan los monopolios naturales. Por ello, es que adquiere gran relevancia, para las agencias reguladoras, el establecimiento de marcos regulatorios adecuados. Este es el caso de las industrias de servicios de Agua Potable y Saneamiento (WAREG, 2001), Electricidad y Gas Natural, que se encuentran fuertemente reguladas en diversos países (CEER, 2022).

A pesar de la experiencia internacional, en Chile, con excepción de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena¹, el sector de distribución de Gas Natural cuenta con un marco regulatorio de libre tarificación, pero con evaluación de rentabilidad anual a las empresas². La revisión anual, efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), consiste en comparar la rentabilidad real de la empresa con la tasa de rentabilidad máxima, que es igual a la Tasa de Costo de Capital más un tres por ciento. Por lo tanto, si la empresa sobrepasa el límite de rentabilidad máxima, se gatilla la regulación de las tarifas.

Por las características del esquema regulatorio implementado en Chile y dado que no presenta precedentes en materia internacional³, es de gran importancia el estudio de la efectividad de la regulación, enfocándose principalmente en que se garantice la competitividad de las tarifas.

¹En la Región de Magallanes y la Antártica Chilena se fijan las tarifas de acuerdo a un esquema de empresa modelo.

²En España la distribución presenta libertad en tarifas de comercialización, aunque igualmente se efectúa regulación de algunas tarifas por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Asociación Iberoamericana de entidades reguladoras de la Energía, 2018).

³Para conocimientos del autor, la gran mayoría de los países han adoptado otras políticas regulatorias.



La presente investigación aborda, teórica y empíricamente, el esquema de regulación por rentabilidad máxima. Se muestra un modelo teórico que ilustra el hecho que un concesionario obtenga ganancias anuales por debajo del límite de rentabilidad máxima, no garantiza la competitividad de las tarifas. De manera inversa, sobrepasar este límite, no implica necesariamente que las tarifas sean superiores a las competitivas. Lo anterior, permite cuestionar, al menos teóricamente, la utilidad del esquema regulatorio por rentabilidad máxima.

Con el fin de comprobar la hipótesis teórica, se lleva a cabo una evaluación empírica con datos reales de una empresa de distribución de gas natural. La aplicación de la metodología empírica requiere la utilización de datos de ingresos, costos y desglose de activos de Metrogas, permitiendo obtener la estimación de la rentabilidad económica.

En primer lugar, se asume que la rentabilidad económica de la empresa, medida por la Tasa Interna de Retorno (*TIR*), es igual a la tasa de costo de capital que garantiza la ejecución del proyecto. Posteriormente, aplicando retroactivamente el chequeo de rentabilidad, se compara la rentabilidad máxima con las estimaciones del chequeo. Lo anterior, permite examinar si en algún año la empresa habría superado el límite de rentabilidad máxima establecido.

En segundo lugar, como ejercicio adicional, se ajustan proporcionalmente las tarifas de manera que la *TIR* sea igual a una tasa de costo de capital exógena, examinando si la empresa, bajo estas tarifas competitivas, habría superado el límite de rentabilidad máxima en algún año y gatillado el control de las tarifas por parte del regulador.

Los resultados empíricos indican, al igual que la teoría, que el esquema de regulación actual, de la industria de distribución de gas natural, no garantiza el cumplimiento de los objetivos regulatorios.

El documento a continuación se divide en las siguientes secciones. La [Sección 2](#) presenta las características del esquema regulatorio del gas natural en Chile. La [Sección 3](#) presenta la discusión teórica del esquema. La [Sección 4](#) presenta la aplicación empírica. Finalmente, la [Sección 5](#) muestra las principales conclusiones.



2. Esquema regulatorio.

El [Decreto Fuerza de Ley 323 \(1931\)](#) y [Ley N° 20.999 \(2017\)](#) establecen la regulación de las empresas de distribución de gas natural, excluyendo la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, con el objetivo de abordar las imperfecciones regulatorias presentes en la legislación. Sin embargo, la Ley no considera a la industria de distribución de gas natural como un monopolio natural y permite la libertad tarifaria en el servicio. Esta decisión consideró el planteamiento de que los sustitutos cercanos al gas natural ejercen presión competitiva que disciplinarían las tarifas en el mercado.

No obstante, es importante destacar que la implementación de la libertad de tarifas considera una evaluación anual de rentabilidad de las empresas por zona geográfica de concesión, estableciendo una tasa de rentabilidad económica máxima. En consecuencia, si la rentabilidad de la empresa, en dicha zona de concesión, supera la tasa de rentabilidad económica máxima establecida, se gatilla la regulación de las tarifas del servicio prestado por la empresa. De esta manera, el regulador busca limitar el poder de mercado de las empresas, evitando la obtención de ganancias excesivas.

2.1. Tasa de Rentabilidad Económica Máxima.

La [Ley N° 20.999 \(2017\)](#) define la tasa de rentabilidad económica máxima (ERR), para cierta zona de concesión, igual a la tasa de costo de capital (CC) promedio de los últimos 3 años y un margen adicional de tres por ciento. Es decir, la tasa de rentabilidad económica máxima que limita la tasa de rentabilidad de la empresa, corresponde a:

$$ERR = CC + 3\% \quad (1)$$

Para la determinación de la Tasa de Costo de Capital anual, se considera: i) la tasa de rentabilidad libre de riesgo (r_{libre}), ii) el premio por riesgo de mercado (MRP), iii) el riesgo



sistemático de las actividades propias de las empresas concesionarias (β) y iv) un factor individual por zona de concesión (r_{fi}). Además, la ley define que dicha tasa de costo de capital anual, para la empresa concesionaria, no puede ser inferior a un seis por ciento. Por lo tanto, la tasa de costo de capital anual es equivalente a:

$$CC = \text{máx} \{r_{libre} + \beta * MRP + r_{fi} , 6\% \} \quad (2)$$

La tasa libre de riesgo (r_{libre}), que se utiliza para la estimación de la tasa de costo de capital, se obtiene a partir del promedio de los últimos seis meses de la tasa interna de retorno (TIR) de un instrumento reajutable en moneda nacional del Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República. La determinación del instrumento a utilizar considera los criterios de liquidez, estabilidad y montos transados en los últimos dos años desde el mes de cálculo. Con lo anterior, el instrumento libre de riesgo que se selecciona debe ser aquel que presente las mejores características para los criterios indicados precedentemente.

El premio por riesgo de mercado, como es común en los modelos de valoración de activos $CAPM$, queda definido como la diferencia entre la tasa de rentabilidad de una cartera de inversiones de mercado diversificada y la tasa de rentabilidad libre de riesgo, definida anteriormente.

La Comisión Nacional en Energía define el riesgo sistemático (β) como el valor que mide o estima la variación de los ingresos de una empresa eficiente de distribución de gas con respecto a las fluctuaciones del mercado ([Comisión Nacional de Energía, 2021](#)).

El factor individual por zona de concesión busca reconocer que las empresas operan en diferentes condiciones de demanda y de explotación, por lo tanto, considera un Factor por Tamaño y un Factor por Riesgos Específicos, asignándole a ambos factores una ponderación del 50%. Por lo tanto, el factor individual corresponde a la suma del factor por tamaño y riesgo específico, no pudiendo superar el 1%, es decir:

$$r_{fi} = 50\% * (\text{factor individual} + \text{factor riesgo específico})$$



El factor tamaño, se determina a partir de los ingresos de actividades ordinarias de las empresas, para luego obtener el tamaño relativo de cada una considerando como base aquella que presenta mayores ingresos de actividad ordinaria ([Comisión Nacional de Energía, 2018](#)). Luego el factor tamaño se asigna según el [Cuadro 1](#) del anexo.

El factor de riesgo específico tiene en cuenta que la tasa de costo de capital podría verse afectada por elementos como: la estabilidad del negocio, la concentración de clientes y la dependencia de proveedores ([Ministerio de Energía, 2017](#)).

2.2. Chequeo de Rentabilidad.

El [Decreto Fuerza de Ley 323 \(1931\)](#) y su posterior modificación ([Ley N° 20.999, 2017](#)), establecen el chequeo de rentabilidad anual a las empresas que operan en zonas de concesión, debiendo ser efectuado por la Comisión Nacional de Energía.

El chequeo anual de rentabilidad permite determinar si, durante el año de evaluación, las empresas exceden el límite máximo de rentabilidad o no. En caso que la tasa de rentabilidad económica de la empresa exceda el límite máximo, que es determinado por la tasa de costo de capital más un tres por ciento, la Comisión deberá regular las tarifas del servicio de la empresa en dicha zona de concesión.

La tasa de rentabilidad económica anual queda definida como la tasa de descuento que permite que los flujos netos, de los bienes de una empresa en cierta zona de concesión, sean iguales a cero. Los flujos netos corresponden a los ingresos (I) menos los costos anuales de explotación (C), inversión (INV) e impuestos a las utilidades (T), debiéndose considerar criterios de eficiencia de la actividad de distribución. Por lo tanto, los flujos netos corresponde a:

$$FN_t = I_t - C_t - T_t - INV_t$$

Para determinar la inversión anual de la empresa en cierta zona de concesión, se considera el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus activos, es decir, de las instalaciones y otros



bienes muebles e inmuebles de la empresa. Luego, el VNR debe ser anualizado, teniendo en consideración los años de “Vida Útil Económica”, valor residual igual a cero y una tasa de descuento igual a la tasa de rentabilidad económica anual de la empresa.

Lo anterior, permite que el Valor Nuevo de Reemplazo sea transformado en una anualidad, definiéndose la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo ($AVNR$) para cada uno de los activos de la empresa. Por lo tanto, para la empresa que presta el servicio de distribución de gas natural, su tasa de rentabilidad económica anual (r^e) corresponde a:

$$FN_t(r^e) = I_t - C_t - T_t - \sum_{j=1}^J \frac{VNR_{jt} * r^e}{1 - \frac{1}{(1+r^e)^{T_j}}} = 0 \quad (3)$$

Donde J corresponde a totalidad de las instalaciones y otros activos muebles e inmuebles indexados en $J = 1, \dots, j$ y T_j la “Vida Útil Económica” de cada uno de ellos.

3. Crítica Teórica.

Como se ha señalado anteriormente, la regulación chilena del mercado de distribución de gas natural incorpora libertad de las tarifas, sin embargo, para evitar la posibilidad de abuso de poder de mercado se realiza un chequeo de rentabilidad anual a las empresas concesionarias de distribución de gas natural.

A continuación, se presenta un modelo simple que busca capturar lo esencial del sistema regulatorio, levantando algunas críticas a la manera actual de regular la industria. Los principales resultados apuntan a que si una empresa obtiene ganancias anuales por debajo del límite de rentabilidad máxima, no es una garantía que las tarifas sean competitivas. Inversamente, sobrepasar este límite no implica necesariamente que las tarifas sean superiores a las competitivas.



3.1. Modelo.

Se considera una empresa de distribución de gas natural que invierte en activos y redes que le permiten realizar sus operaciones con un horizonte de largo plazo⁴.

Al comienzo del periodo de evaluación la firma realiza un inversión inicial en activos K_0 . Con el avance del tiempo, estos activos sufren de depreciación y, al final del periodo de evaluación, es decir, en T , su valor es igual a cero, por lo tanto, $K_T = 0$. Lo anterior, incorpora lo planteado por el Artículo 33° del [Decreto Fuerza de Ley 323 \(1931\)](#) que establece que el horizonte de evaluación debe considerar una vida útil económica tal que el valor de los activos, al final del periodo, sea igual a cero.

Luego, la empresa enfrenta anualmente un demanda de Q_t y costos de operación y mantención de c (*OPEX*) por cada unidad demanda. De esta manera, los costos anuales de operación de operación y mantención son $CT = c * Q_t$. Finalmente, el costo de capital, que es la tasa de retorno mínima que incentiva a un inversionista a invertir en la empresa de distribución de gas natural, es igual a r .

Lo anterior, corresponde al ejemplo más simple posible, debido a que se asume costos marginales (c) constante para el evaluación y sin adición de inversión en la empresa, permitiendo solamente las variaciones de demanda a lo largo del tiempo. Sin embargo, como se desarrolla más adelante, los supuestos simplificadores no alteran los resultados y argumentos obtenidos.

Con esto, la empresa de distribución debe determinar la tarifa p , que le permita obtener una rentabilidad de sus inversiones igual al costo de capital. Por lo tanto, la tarifa p corresponde a:

$$p * \sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} = K_0 + \sum_{t=1}^T \frac{c * Q_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

La [Ecuación \(4\)](#) resuelve la tarifa p que permite el financiamiento de la firma, siendo aquella

⁴Esta sección proviene de [Gómez-Lobo \(2022\)](#) y presentado en trabajo de comité de expertos ([Castillo et al., 2023](#))



que iguala el valor presente de los ingresos (lado izquierdo de la ecuación) con el valor presente de los costos (lado derecho de la ecuación). En la ecuación anterior, se encuentran implícito los tres tipos de costos que debe cubrir la tarifa: Costos de operación y mantenimiento (*OPEX*), la depreciación de los activos y un retorno normal sobre las inversiones neta de cada período (*CAPEX*). De lo anterior se desprende que la [Ecuación \(4\)](#) representa la tarifa p competitiva, debido a que corresponde a aquella que le permite al inversionista obtener una tasa normal sobre sus inversiones, por lo tanto, para este precio no existen rentas.

Reescribiendo la [Ecuación \(4\)](#), queda como:

$$(p - c) * \sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t} = K_0 \quad (5)$$

Luego, se determina la demanda constante anual (Q^*) que generaría el mismo valor presente de los ingresos que la demanda real que evoluciona en el tiempo. Por lo tanto, dividiendo por $\frac{1}{r} * \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)$ se obtiene la anualidad de los ingresos netos y costos de capital:

$$(p - c) * Q^* = A(r) \quad (6)$$

Donde,

$$Q^* = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Q_t}{(1+r)^t}}{\frac{1}{r} * \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)} \quad (7)$$

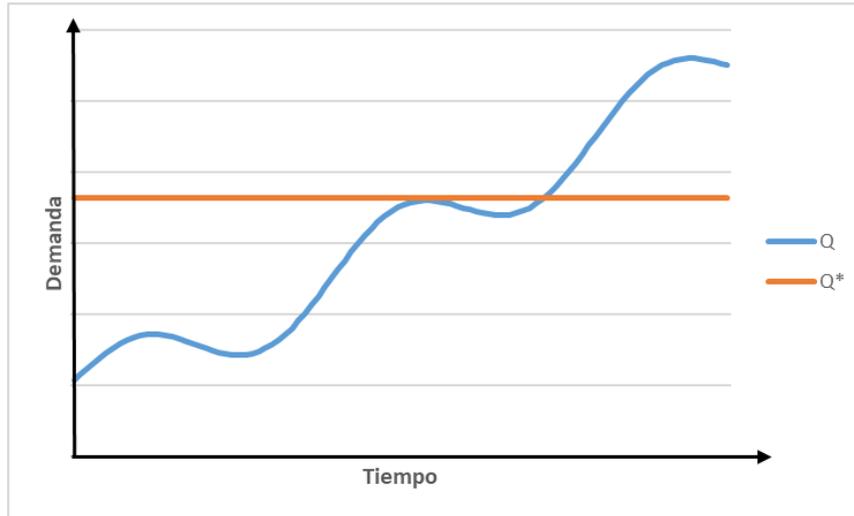
A modo de ejemplo, si la demanda a lo largo del tiempo crece, la relación entre Q_t y Q^* se podría comportar como la [Figura 1](#), teniendo ambas series el mismo valor presente cuando se descuenta por r .

Además,

$$A(r) = \frac{K_0}{\frac{1}{r} * \left(1 - \frac{1}{(1+r)^T}\right)} \quad (8)$$

corresponde al valor constante anual que, para el periodo de T años, permite generar el mismo valor presente que el valor presente del $CAPEX$. Se ha dejado explícito que la Anualidad A del $CAPEX$ depende directamente de r , además se cumple que $\frac{\partial A}{\partial r} > 0$.

Figura 1: Evolución demanda hipotética y demanda anualizada



La Ecuación (6) permite obtener la tarifa que garantiza que la firma pueda financiar sus costos, incluyendo un retorno r “normal” sobre la inversión realizada.

Para cerrar el modelo, se debe incluir lo establecido por Ley N° 20.999 (2017). Como se ha presentado en la Sección 2.2, el chequeo de rentabilidad se realiza a partir de determinar la tasa de descuento que logra igualar la anualidad de los activos con los ingresos menos los costos de la distribución de gas natural. Por lo tanto, considerando la misma tarifa p de la Ecuación (6), que permite determinar la tarifa para los T periodos de inversión, e incorporando la tasa de descuento r^e del chequeo, se obtiene⁵:

$$(p - c) * Q_t = \frac{K_0}{\frac{1}{r^e} * \left(1 - \frac{1}{(1+r^e)^T}\right)} = A(r^e) \quad (9)$$

Por tanto, se tiene como resultado dos ecuaciones importantes. Primero, la que determina la tarifa p que permite a la empresa cubrir todos sus costos en el horizonte de inversión T ,

⁵La Ecuación (9) es equivalente a la Ecuación (3), sólo que se excluyen los impuestos.



es decir:

$$(p - c) * Q^* = A(r)$$

Y, por otro lado, el chequeo de rentabilidad en el año t :

$$(p - c) * Q_t = A(r^e)$$

Además, se cumple que $\frac{\partial A}{\partial r} > 0$ y $\frac{\partial A}{\partial r^e} > 0$. Por tanto, por continuidad de $A(r^e)$ se obtiene que:

$$\text{Si } Q_t < Q^* \Rightarrow r^e < r$$

$$\text{Si } Q_t > Q^* \Rightarrow r^e > r$$

Estos resultados son significativos porque demuestran que, aunque los precios sean adecuados para generar una rentabilidad normal a las inversiones de la empresa (r), en períodos de baja demanda, la tasa de rentabilidad será menor que el costo de capital (r^e). Por otro lado, en períodos de alta demanda, la rentabilidad superará el costo de capital. Por lo tanto, se resalta la importancia de la fluctuación de la demanda en la rentabilidad de la empresa.

Por lo anterior, es que el legislador, presumiblemente, determinó que el chequeo de rentabilidad fuese la tasa de costo de capital más un tres por ciento. Con ello, la empresa puede rentabilizar sus inversiones compensando aquellos años con rentabilidades bajas con años con rentabilidades altas que superen el costo de capital dejando un margen del tres por ciento para que esto suceda.

3.2. Problemas asociados a la regulación basada en la rentabilidad máxima.

De acuerdo al modelo desarrollado anteriormente, el esquema actual de regulación, que establece la [Ley N° 20.999 \(2017\)](#) para la industria de gas natural en Chile, que se basa en la



tasa de rentabilidad máxima, presenta diversas deficiencias.

En primer lugar, no es factible determinar si el costo de capital más un tres por ciento es suficiente o insuficiente. Como se demostró con el modelo, existen periodos que, debido a evolución de la demanda ($Q_t > Q^*$), la rentabilidad anual de la firma será superior al costo de capital, aún cuando las tarifas sean competitivas, es decir, corresponden a aquellas que garantizan la ejecución del proyecto y que se obtenga un retorno “normal” o adecuado a la inversión. Sin embargo, no se puede determinar si el tres por ciento que se adiciona a la tasa de costo de capital es suficiente o no.

Por lo anterior, si el tres por ciento, que se adiciona a la tasa de costo de capital, es muy holgado, la empresa presentaría incentivos a subir las tarifas incluso en aquellos períodos donde su demanda es relativamente alta y no se gatillará ningún control de tarifas por parte del regulador. Es decir, si con demanda relativamente alta ($Q_t > Q^*$) se cumple que $r^e < r + 3\%$, se generaría el incentivo a que la empresa suba la tarifa, producto del diferencial entre la rentabilidad máxima permitida y la rentabilidad de tarifas que permiten un retorno “normal” a la inversión.

Si el tres por ciento llega a ser insuficiente, la empresa tendrá dificultades para financiarse, ya que implica que los años con rentabilidades sobre el costo de capital no logran compensar del todo los años de menor rentabilidad y, por tanto, la inversión obtendría una rentabilidad menor al costo de capital en el horizonte global del proyecto.

En segundo lugar, incluso en el caso en que el tres por ciento es justo lo suficiente para que la empresa logre obtener una rentabilidad r igual al costo de capital r^e con precios p , en los años en que existe holgura, porque la demanda es relativamente baja, las empresas podrían subir las tarifas sin gatillar la fijación de precios contemplada por la ley. Lo anterior, implica que la empresa podría obtener ganancias sobre normales.

Finalmente, para los años que la restricción de rentabilidad máxima sea activa, es posible que se estén generando incentivos a sobre invertir para evitar gatillar la fijación de precios



que establece la ley. Por lo tanto, la empresa puede decidir invertir más de lo que es eficiente o con tecnologías más caras (*“gold plating”*) o más intensivas en capital, para así evitar la regulación de tarifas⁶.

Lo mencionado anteriormente corresponde al efecto Averch-Johnson (Averch y Johnson, 1962) que se cumple bajo un análisis estático y dinámico con la incorporación de los costos de ajustes en la inversión (El-Hodiri y Takayama, 1981) y sus posteriores verificaciones empíricas (Petersen, 1975). Sin embargo, el regulador (Comisión Nacional de Energía) puede reducir el riesgo Averch-Johnson al tener facultades para limitar las inversiones a aquellas que considera eficientes para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo.

De todas maneras, la asimetría de información entre el regulador y la firma implica que no se reduce del todo el riesgo, siendo difícil determinar la tecnología óptima, por lo tanto, se podrían generar efectos negativos en la eficiencia productiva (Wolak, 1994).

4. Empírico.

A partir del análisis del modelo anteriormente presentado, se han levantado una serie de críticas al actual sistema de regulación de la industria de gas natural en Chile. Una de las más relevantes es que, dada la construcción del actual esquema de regulación que asume competitividad en la industria, el chequeo de rentabilidad no sería capaz de determinar si las tarifas observadas son eficientes o excesivas.

A continuación, se lleva a cabo una evaluación empírica con el objetivo de comprobar la materialidad de las críticas o hipótesis teóricas. Para ello se presenta una metodología empírica capaz de distinguir entre la rentabilidad económica y la rentabilidad financiera.

⁶Ver que para un T suficientemente grande se tiene que $(p-c) * Q_t = K_0 * r^e$, por lo tanto, $r^e = \frac{(p-c) * Q_t}{K_0}$, es decir, $\frac{\partial r^e}{\partial K_0} < 0$.



4.1. Metodología.

La rentabilidad económica corresponde a la tasa de costo de capital del proyecto evaluado en T años y la rentabilidad financiera utiliza información contable para un año específico. Por lo tanto, ambas no son iguales en el tiempo, pudiendo diferir producto de tasas de riesgo, evolución de los ingresos y otros factores distintos al poder de mercado (Fisher y McGowan, 1983).

Es por lo anterior, que la metodología empírica sigue a Gómez-Lobo (2009), que estima la tasa de costo de capital de una firma utilizando la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto de inversión para un periodo de T años de evaluación. De esta manera, la tasa de costo de capital estimada será menos sensible a reglas contables de depreciación e impuestos y a los ingresos de un año específico.

La TIR corresponde a la tasa de descuento, ρ , que permite que los flujos económicos de la firma sean iguales a cero:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^T \frac{RO_t(1 - \tau) + D_t - I_t}{(1 + \rho)^t} + \frac{K_T}{(1 + \rho)^T} = 0 \quad (10)$$

Donde RO corresponde al resultado operacional y τ la tasa impuesto del periodo. Por lo tanto, la TIR se estima entre el periodo t y T de evaluación del proyecto para el cual se cuenta con información de la firma. Donde K_0 son los activos fijos (netos) de la firma en el periodo cero, es decir, la “inversión” que tienen hundida los inversionistas en la empresa y que requiere ser remunerada. K_T son los activos fijos netos al final del periodo de evaluación. Además, ambas medidas de capital consideran el capital de trabajo en el periodo.

La Ecuación 10 planteada permite obtener dos resultados importantes. En primer lugar, es posible determinar la rentabilidad real de la empresa entre t y T considerando sus ingresos netos reales. En segundo lugar, esta ecuación permite calcular la tarifa p que garantizaría que la empresa hubiese obtenido una rentabilidad igual a un cierto nivel establecido.



Con lo anterior, si se asume que la rentabilidad observada de la empresa es normal y corresponde a aquella que permite efectuar el proyecto de inversión en distribución de gas, las tarifas que se observan en la empresa serían las adecuadas y no son causadas por poder de mercado en la industria. En consecuencia, si el regulador aplica el chequeo de rentabilidad definido en la [Ecuación 3](#), no se deberían observar años en que la rentabilidad de la empresa supere la tasa de costo de capital más un tres por ciento, es decir, no se debería gatillar control tarifario. De la misma manera, si las tarifas se ajustan a una rentabilidad del proyecto menor a la observada, el regulador no debería gatillar control tarifario.

Por lo tanto, con la [Ecuación 10](#) y aplicando la [Ecuación 3](#), se podrá comprobar empíricamente la crítica o hipótesis planteada a partir del modelo teórico.

4.2. Datos.

Para la aplicación empírica se ha seleccionado a la empresa Metrogas S.A. que participa en el mercado de distribución de gas natural de red desde el año 1997 y cuenta con la mayor cantidad de clientes en el país. La información contable de la empresa se ha extraído de los Estados de Resultados y Análisis Razonados que se encuentran disponibles en la Comisión para el Mercado Financiero (CMF). Además, la CMF tiene a disposición las memorias anuales de la empresa, que entregan la cantidad total de clientes de Metrogas.

Con toda la información recabada, se ha construido una base de datos con los Ingresos, Costos, Activos, depreciación e impuestos de la empresa para los años 2000-2022, por lo tanto, se abarca prácticamente todos los años de operación de Metrogas con excepción de los años 1997-1999. Con ello, las estimaciones de la tasa de costo de capital, por medio de la TIR, resulta en una buena aproximación debido a que se observa prácticamente la totalidad de los años de operación de Metrogas.

Lamentablemente, la información contable de la empresa Metrogas no se encuentra desagregada para las diferentes zonas de concesión, por lo tanto, las estimaciones no corresponden

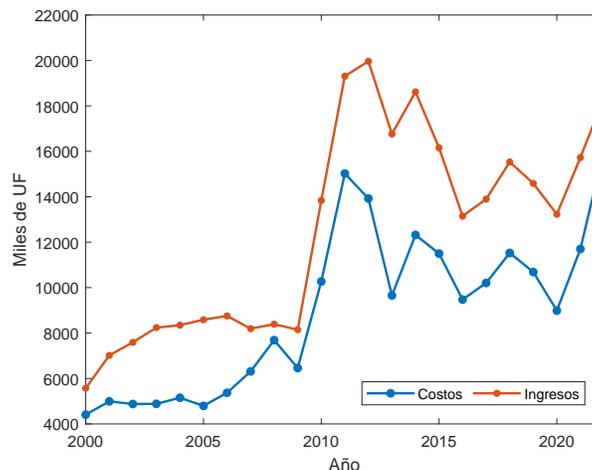


a las zonas de concesión sino que para la totalidad de la empresa.

4.3. Estadística Descriptiva.

La [Figura 2](#) presenta la evolución de los ingresos y costos operacionales⁷ de la firma. Se puede ver que tanto costos e ingresos se mueven en la misma dirección y el margen porcentual promedio es de un 28% y con desviación estándar de 9%. Además, como se trata de una empresa distribuidora de gas natural, el costo más importante que incurre la firma es la compra de gas natural.

Figura 2: Evolución de los Ingresos y Costos Operacionales anuales de Metrogas S.A.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos contables de Metrogas.

La [Figura 3](#) presenta la evolución de la demanda, permitiendo apreciar una caída importante entre los años 2006 y 2009, pero luego se ha mantenido más bien estable con periodos de alzas y caídas de demanda. Ambos resultados, pueden ser causados posiblemente por el corte desde Argentina de suministro de gas natural a Chile.

Luego, la [Figura 4](#) presenta la evolución del capital neto⁸ para el periodo 2000-2022, mostrando que la empresa ha mantenido un constante aumento del capital, incluso entre los años

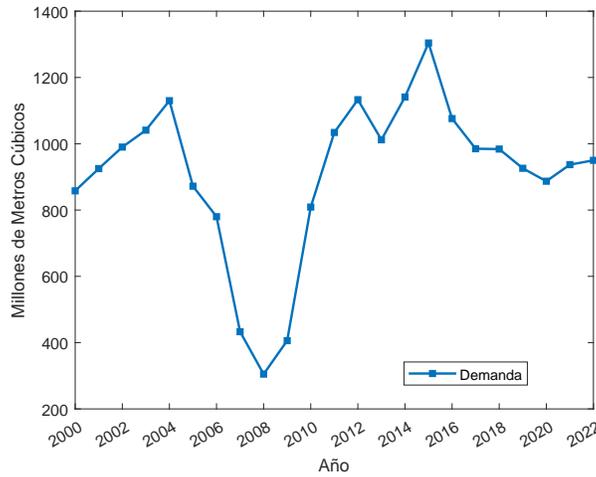
⁷Se consideran los costo de gas, costo de transporte, otros costos de explotación y gastos de administración y ventas.

⁸Activos brutos netos de la depreciación acumulada.



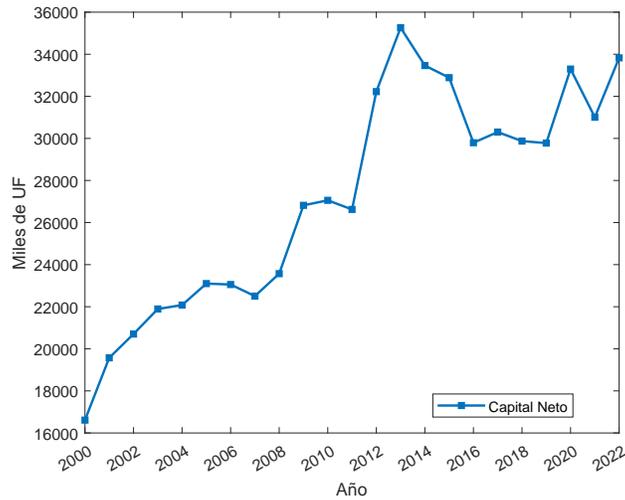
2006-2009 cuando presentó caída de los ingresos netos y de la demanda.

Figura 3: Evolución de la demanda anual de Metrogas S.A.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos contables de Metrogas.

Figura 4: Evolución del Capital Neto de Metrogas.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos contables de Metrogas.

4.4. Resultados.

Como se ha señalado anteriormente, una aproximación a la rentabilidad económica corresponde la tasa de costo de capital estimada por la *TIR* del proyecto. El Cuadro 1 presenta la



estimación de la *TIR*, para la totalidad de la información disponible y para el periodo *pre* y *post* ley que regula la distribución de gas natural, diferenciando la *TIR* antes y después de impuestos.

Se puede observar del [Cuadro 1](#) que todas las estimaciones, con excepción de la *TIR post* ley, que considera descuento por impuestos, se encuentran por sobre el 9%. Es importante señalar, que cuanto mayor sea el periodo de evaluación, mejor será la aproximación de la *TIR* a la rentabilidad económica del proyecto. Por lo tanto, esta estimación permitirá más adelante asumir que la *TIR* estimada, para el periodo 2000 al 2022, corresponde a la tasa de costo de capital de Metrogas para dicho periodo.

Cuadro 1: Tasa de Costo de Capital estimada.

Periodo	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
2000 - 2022	10,81 %	9,06 %
<i>Pre</i> Ley 2000 - 2016	11,02 %	9,48 %
<i>Post</i> Ley 2017 - 2022	9,31 %	6,57 %

Fuente: Elaboración propia a partir de datos contables de Metrogas.

Con el objetivo de comparar las tasas de costo de capital estimadas por medio de la *TIR*, el [Cuadro 2](#) presenta las estimaciones, para las diferentes zonas de concesión, que realiza la Comisión Nacional de Energía de las tasas de costo de capital anual de la empresa Metrogas. De la comparación del [Cuadro 1](#) y [Cuadro 2](#), se puede observar que la rentabilidad económica después de impuestos, que se estima por medio de la *TIR* para el periodo 2000-2022, es superior a la tasa de costo de capital que utiliza la CNE para la rentabilidad económica máxima, incluso considerando el valor mínimo de la tasa de costo de capital del 6% establecido por Ley.



Cuadro 2: Tasa de Costo de Capital Comisión Nacional de Energía.

Periodo	Zona de Concesión					
	Metropolitana		Libertador Gral. B. O'Higgins		Los Lagos	
	Estimación	Tasa Costo Capital	Estimación	Tasa Costo Capital	Estimación	Tasa Costo Capital
2016	5.08 %	6.00 %	5.25 %	6.00 %		
2017	5.98 %	6.00 %	6.15 %	6.15 %		
2018	6.01 %	6.01 %	6.18 %	6.18 %		
2019	4.77 %	6.00 %	4.94 %	6.00 %		
2020	4.24 %	6.00 %	4.41 %	6.00 %	4.58 %	6.00 %
2021	3.60 %	6.00 %	3.77 %	6.00 %	3.94 %	6.00 %
2022	4.82 %	6.00 %	4.99 %	6.00 %	5.16 %	6.00 %
Promedio	4.93 %		5.10 %		4.56 %	

Fuente: Elaboración propia a partir de Resolución Excenta CNE.

A partir del Cuadro 2 se puede observar que los cálculos de la tasa de costo de capital que ha realizado el regulador sistemáticamente se han debido sujetar al piso mínimo del 6 % establecido por ley (ver Ecuación 2). La tasa de costo de capital que estima la CNE, presenta una diferencia promedio de 1,7 % en relación a la tasa de costo de capital estimada con la *TIR post* ley y una diferencia de 4,2 % si se considera la tasa de costo de capital para todo el proyecto de inversión.

Ejercicio 1

A continuación, se analiza el primer caso que revisa si con el chequeo de rentabilidad máxima se habría gatillado el mecanismo de fijación de tarifas. Para ello, se realiza el supuesto que la *TIR* observada fuese realmente el costo de capital adecuado de la empresa, es decir, que garantiza la ejecución del proyecto y un retorno normal y/o idóneo a la inversión. La Figura 5 presenta la evaluación del chequeo de rentabilidad anual diferenciando según el tipo de activo fijo que se informan en los Estados de Resultados y los supuestos de vida útil económica que se realizan para cada uno (ver Cuadro 2 Anexo con los supuestos de vida útil). Además se presenta los resultados según la tasa impositiva que utiliza el regulador para el pago de

impuestos, vale decir, la tasa impositiva del Servicio de Impuestos Internos para dicho año y la tasa impositiva media de la empresa según sus Estados de Resultados⁹.

Figura 5: Chequeo de Rentabilidad diferenciando vida útil de los activos



Fuente: Estimación propia con datos contables de Metrogas.

De los resultados presentados en la [Figura 5](#), se puede verificar que en algunos años se habría superado el umbral que gatilla el control de tarifas, siendo todos años previos al cambio de la ley (2017). Esto es consistente con lo observado desde la implementación de la ley, debido a que desde entonces la empresa no ha superado, para ninguna de sus zonas de concesión, la rentabilidad máxima establecida.

A partir de la rentabilidad económica obtenida, para los años en que se superó la rentabilidad máxima, se puede determinar la tarifa media que debería haber establecido la empresa para dichos años, que permitiría no pasar a un esquema de regulación de sus tarifas.

El [Cuadro 3](#) muestra la reducción de la tarifa media que debería haber realizado la empresa para ajustarse a la tasa de rentabilidad económica máxima permitida por ley en los años

⁹Esto debido a que las reglas contables pueden resultar complejas.



en que fue excedida. Se puede observar que el año 2013 se debería haber realizado la mayor reducción de la tarifa media para ambos supuestos de tasas impositiva.

Cuadro 3: Ajuste de las tarifas a la rentabilidad máxima permitida.

Tasa Impositiva	Año Chequeo	Caída Tarifa	Tarifa Media por m^3	Tarifa Ajustada por m^3
Tasa SII	2012	1,26 %	\$402,48	\$397,42
	2013	3,96 %	\$386,12	\$370,81
Tasa Media	2005	5,00 %	\$176,98	\$168,14
	2012	0,06 %	\$402,48	\$402,24
	2013	5,29 %	\$386,12	\$365,69

Fuente: Estimación propia a partir de datos contables de Metrogas.

Ejercicio 2

Como puede resultar poco razonable que el costo de capital de la empresa hubiese sido de 9,06 %, en el segundo caso, se realiza un ajuste de las tarifas en igual proporción todos los años, para que la *TIR* de la empresa coincida con una tasa de costo de capital más razonable¹⁰. Las tarifas, obtenidas con este ajuste, se pueden considerar competitivas, por lo que si en algún período del chequeo de rentabilidad se supera el máximo permitido, sería una demostración que el esquema regulatorio, basado en rentabilidad máxima, no es adecuado. Lo anterior, debido a que se habría gatillado el control de las tarifas aún cuando las tarifas eran las competitivas.

El Cuadro 4 muestra la reducción de la tarifa media para los años 2000 al 2022 que se debería haber observado en la empresa para diferentes tasas de costo de capital exógenas. Debido a la complejidad del sistema tributario, las estimaciones de la reducción de la tarifa considera tres posibles casos. El primer caso, muestra la estimación utilizando la tasa impositiva media observada en los Estados de Resultados. El segundo caso, considera la tasa impositiva del

¹⁰Werner y Jarvis (2022) para la industria de Gas Natural de Estados Unidos, muestran que las tasas de retorno al capital promedio de 1985-2020 aprobadas por el regulador es de un 9,53 % y estiman que se encuentran sobre estimadas en 0,5 % – 5,5 %



impuesto a la renta que aplica el Servicio de Impuestos Internos. Finalmente, el tercer caso, considera el valor mínimo para cada año entre la tasa impositiva media y del Servicio de Impuestos Internos.

Cuadro 4: Reducción de la tarifa según tasa de costo de capital.

Tasa	Costo de Capital	Caída de la Tarifa
Tasa Media Empresa	5 %	9,50 %
	6 %	7,27 %
	7 %	5,04 %
Tasa SII	5 %	9,84 %
	6 %	7,23 %
	7 %	4,61 %
Tasa mínima	5 %	9,48 %
	6 %	7,12 %
	7 %	4,78 %

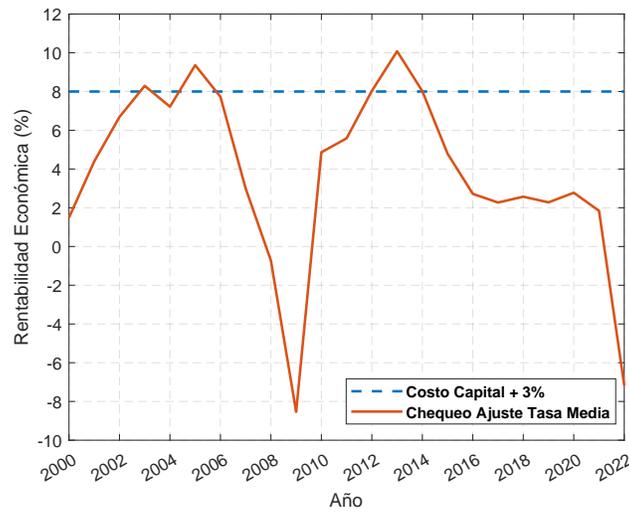
Fuente: Estimación propia con datos contables de Metrogas.

Se puede observar que en el caso menos conservador, es decir, cuando la tasa de costo de capital toma un valor de 5 %, la reducción de la tarifa media debería haber sido de un máximo de 9,84 % para cada año. Por otro lado, en el caso más conservador, la reducción de la tarifa media debería haber sido de una máximo de 5 % anual. Todas las estimaciones que se presentan de la reducción tarifa, que permite ajustar el valor de la rentabilidad económica a una tasa exógena, no presentan variaciones considerables según la tasa impositiva que se utilice.

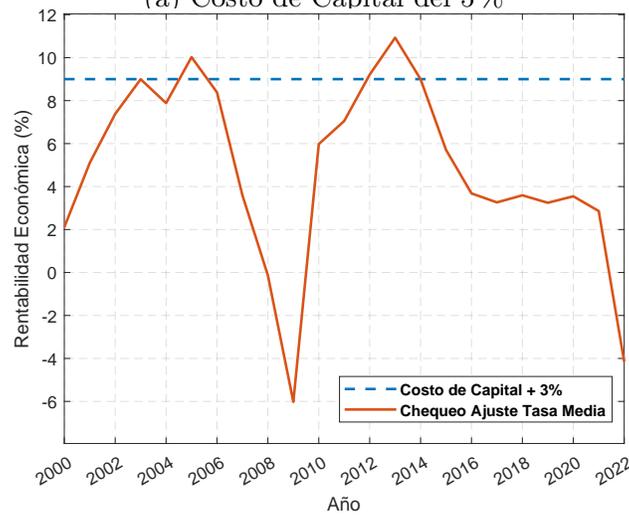
Para evaluar los efectos regulatorios de las nuevas tarifas, se verifica su rentabilidad. Dado que las estimaciones de reducción tarifaria son consistentes independientemente de las suposiciones sobre la tasa impositiva, se mostrarán los resultados utilizando la tasa impositiva media.



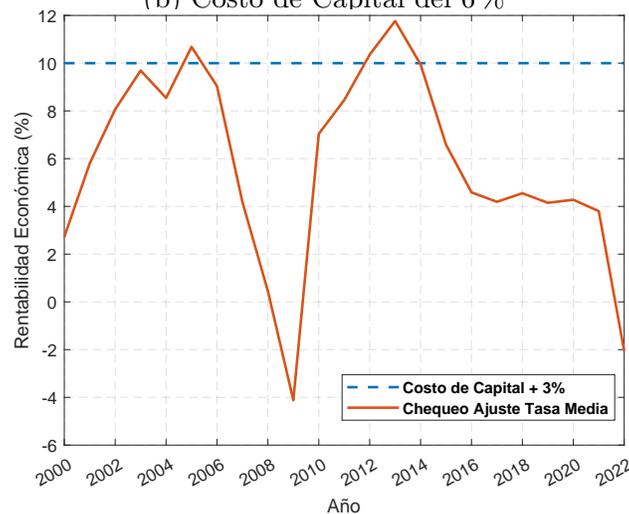
Figura 6: Chequeo de Rentabilidad con tarifa ajustada al costo de capital.



(a) Costo de Capital del 5 %



(b) Costo de Capital del 6 %



(c) Costo de Capital del 7 %

Fuente: Estimación propia con datos contables de Metrogas.



La [Figura 6](#) presenta la rentabilidad económica máxima y las curvas de rentabilidad económica estimada con el chequeo de rentabilidad anual, considerando el ajuste de la tarifa media para las diferentes tasas de costo de capital que se establecen. Como se puede observar de la figura, en varios periodos se supera el umbral que gatilla el control de las tarifas en años previos al cambio de la ley, incluso en el caso más conservador de la tasa de costo de capital.

El resultado anteriormente presentado es relevante, ya que muestra que, aún ajustando las tarifas a niveles que pueden ser considerados competitivos y que garantizan una rentabilidad normal a la inversión, se seguirían observando periodos donde el regulador deberá gatillar el control de las tarifas. Además, en los periodos donde la curva de rentabilidad se encuentra por debajo de la rentabilidad máxima, se generan espacios para que la empresa efectúe un aumento de las tarifas sin levantar alertas para el regulador.

Dado que aún con rentabilidades normales se observan años en que se supera la rentabilidad máxima, el [Cuadro 5](#) presenta las estimaciones de la reducción de la tarifa que se debería efectuar para que el empresa se encuentre justo en la rentabilidad máxima. Se puede observar que, en relación al primer caso analizado ([Cuadro 3](#)), hay un aumento en la cantidad de años en que se efectúa control de las tarifas y un mayor ajuste porcentual.

Cuadro 5: Ajuste tarifario chequeo de rentabilidad.

Tasa Costo de Capital	Año	Ajuste Tarifa
5 %	2003	1,1 %
	2005	5,34 %
	2012	0,07 %
	2013	6,23 %
	2014	0,06 %
6 %	2005	7,74 %
	2012	2,61 %
	2013	8,61 %
7 %	2005	10,01 %
	2012	5,00 %
	2013	10,88 %

Fuente: Estimación propia.



En caso de que el regulador considere que los ajustes tarifarios del Cuadro 5 son los adecuados para la empresa, se observaría una reducción de la rentabilidad económica, ya que se distorsionan las decisiones óptimas que realiza y que le permiten obtener una rentabilidad normal¹¹. El Cuadro 6 presenta la rentabilidad económica de la empresa para los años 2000 al 2022, posterior al ajuste de las tarifas del chequeo de rentabilidad. Se puede observar que la diferencia entre el costo de capital y la rentabilidad económica, posterior al chequeo de rentabilidad, tiene un mínimo de 0,25 % y un máximo de 0,55 % para los supuestos de 5 % y 7 % de costo de capital, respectivamente.

Cuadro 6: Comparación del Costo de Capital Ajustado

Costo de Capital	Rentabilidad Económica	Diferencia
5 %	4.75 %	0.25 %
6 %	5.61 %	0.39 %
7 %	6.45 %	0.55 %

Fuente: Estimación propia.

5. Conclusión.

La presente investigación muestra teóricamente que existen cuestionamientos al esquema de regulación, basado en rentabilidad máxima, que se implementa en Chile desde el año 2017. Se contribuye demostrando empíricamente, con números reales de una empresa de distribución, que el sistema de chequeo de rentabilidad máxima adolece de serias deficiencias que dificultarían el cumplimiento de los objetivos regulatorios.

Se observa que desde el año 2000 al 2022, la empresa analizada ha obtenido una rentabilidad económica de 9,06 %. Por lo que, de manera retroactiva, si el regulador hubiese considerado que dicha tasa corresponde a una rentabilidad normal y la considera como el costo de capital adecuado para la empresa, se habría gatillado control de precios en tres oportunidades.

¹¹ *Ceteris paribus* las tarifas que están por debajo de la rentabilidad máxima.



Si la rentabilidad económica de ese periodo se considera excesiva y se realiza un ajuste para establecer tarifas competitivas, se seguirían observando periodos en los que la firma supera la rentabilidad máxima establecida. Esto implicaría, para el regulador, que la empresa estaría obteniendo ganancias por encima de lo normal y se deberían efectuar controles tarifarios. Por lo tanto, posterior al control de las tarifas de la empresa por parte del regulador, se produce una reducción de la rentabilidad económica para la empresa.

Estos resultados plantean desafíos significativos para el regulador. El primero de ellos es que, si las rentabilidades económicas actuales de la empresa se consideran excesivas, el chequeo de rentabilidad no sería suficiente para ajustar las tarifas a niveles competitivos. El segundo desafío radica en que, incluso si la empresa estableciera tarifas competitivas, seguiría habiendo años en los que se percibirían indicios de ganancias anormalmente altas. Esto podría generar conflictos entre la empresa y el regulador, ya que reducir aún más las tarifas dificultaría el financiamiento y las operaciones de la empresa.

Por otro lado, el esquema de regulación permite subir las tarifas en aquellos años en los que existe holgura entre la rentabilidad máxima y la rentabilidad económica. Como se ha demostrado empíricamente, para todo el periodo observado, especialmente desde la aplicación de la ley, estos periodos son los predominantes. En conclusión, la demostración empírica muestra otro desafío ante el cual se enfrenta el regulador.

Debido a las limitaciones que impone trabajar con la información contable de la empresa, no se ha podido indagar en el comportamiento de la rentabilidad de cada una de las zonas de concesión. Sin embargo, estos resultados obtenidos aún reflejan las deficiencias inherentes del esquema regulatorio actual. Investigaciones futuras pueden indagar si los hallazgos presentados son igualmente válidos para las otras empresa que operan actualmente en el país.



6. Bibliografía.

Referencias

- Asociación Iberoamericana de entidades reguladoras de la Energía (2018). Benchmarking regulatorio y de desempeño de los mercados de gas. *XXII reunión anual de reguladores de la energía*.
- Averch, H. y Johnson, L. L. (1962). Behavior of the firm under regulatory constraint. *The American Economic Review*, 52(5):1052–1069.
- Castillo, R., Gómez-Lobo, A., Hormazábal, S., Montoya, A. M., y Saavedra, E. (2023). Propuesta para la mejora regulatoria del Gas Natural en Chile. *Comité de Expertos. Ministerio de Energía*.
- CEER (2022). Report on regulatory frameworks for european energy networks 2012.
- Comisión Nacional de Energía (2018). Reglamento de chequeo de rentabilidad y tarificación del servicio de gas y servicios afines. Presentación.
- Comisión Nacional de Energía (2021). Informe técnico definitivo: Tasa de costo de capital decreto fuerza de ley 323 ley de servicios de gas. cuatrienio 2022-2025. Technical report, Comisión Nacional de Energía.
- Decreto Fuerza de Ley 323 (1931). Ley de servicios de gas. *Ministerios de Interior*. Modificado el año 2017 por la Ley N°20.999.
- El-Hodiri, M. y Takayama, A. (1981). Dynamic behavior of the firm with adjustment costs, under regulatory constraint. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 3:29–41.
- Fisher, F. M. y McGowan, J. J. (1983). On the Misuse of Accounting Rates of Return to Infer Monopoly Profits. *American Economic Review*, 73(1):82–97.



- Gómez-Lobo, A. (2009). Estudio rentabilidad y desempeño financiero Aguas Andinas S.A., ESVAL S.A. y Aguas Chañar S.A. 2004-2008. *Estudio Realizado para la Superintendencia de Servicios Sanitario*.
- Gómez-Lobo, A. (2022). Una crítica al chequeo de rentabilidad en la ley de gas. *Departamento de Economía. Universidad de Chile*, Nota.
- Ley N° 20.999 (2017). Modifica la ley de servicios de gas y otras disposiciones que indica. *Ministerio de Energía*.
- Ministerio de Energía (2017). Establece normas para la determinación de la tasa de costo anual de capital, y especialmente del factor individual por zona de concesión, referidos en el artículo 32 de la ley de servicios de gas. *Comisión Nacional de Energía*.
- OECD (2001). *Restructuring public utilities for competition*. Report. Organization for Economic Co-operation and Development.
- Petersen, H. C. (1975). An Empirical Test of Regulatory Effects. *Bell Journal of Economics*, 6(1):111–126.
- WAREG (2001). *Water Regulatory Governance across Europe*. Report. European Water Regulators.
- Werner, K. D. y Jarvis, S. (2022). Rate of return regulation revisited. *Energy Institute at Haas. Working paper Haas School of Business, University of California Berkeley*.
- Wolak, F. A. (1994). An Econometric Analysis of the Asymmetric Information, Regulator-Utality Interaction. *Annals of Economics and Statistics*, (34):1–12.



7. Anexos

Cuadro 1: Determinación del Factor por Tamaño

Tamaño relativo	Factor por tamaño (%)
Menor o igual a 0,05	1,00
Mayor a 0,05 y menor o igual a 0,15	0,70
Mayor a 0,15 y menor o igual a 0,60	0,35
Mayor a 0,60	0,00

Fuente: Extraído de [Comisión Nacional de Energía \(2018\)](#).



Cuadro 2: Supuestos de Vida Útil Económica según activo

Activo Fijo	Años de Disponibilidad	Vida Útil Económica
Terrenos	2000 - 2022	0
Construcción y obras de infraestructura	2000 - 2022	60
Maquinarias y Equipos	2000 - 2005	10
Maquinarias e Intalaciones	2005 - 2008	15
Equipos de Telemedición	2005 - 2008	10
Herramientas y Utiles	2005 - 2008	6
Material Rodante	2005 - 2008	40
Otros Activos Fijos	2000 - 2004	7
Activos Fijos existencia bodega	2005 - 2008	0
Software	2006 - 2008	8
Remodelaciones	2007 - 2008	10
Muebles y utiles	2008 - 2008	7
Equipos y Accesorios Computacionales	2009 - 2008	6
Provisión obsolescencia	2010 - 2008	0
Otros Activos	2011 - 2008	10
Edificios	2009 -2022	60
Plantas y Equipos		
Empalmes y EMR	2009 - 2022	7
Plantas de Respaldo	2010 - 2022	50
Red de distribución de gas	2009 - 2022	50
Medidores	2009 - 2022	14
Equip. de tecno. Info.	2009 - 2022	3
Instalaciones Fijas y Accesorios		
Equipos de comunicación	2010 - 2022	3
Herramientas	2011 - 2022	5
Muebles y útiles	2012 - 2022	7
Otros	2013 - 2022	3
Vehículos de motor	2014 - 2022	7
Otras prop., plantas y equipo	2015 - 2022	7

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Se utiliza como referencia información de Servicios de Impuesto Interno.