

**ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA**



**FACULTAD  
DE CIENCIAS  
ECONÓMICAS**



**Universidad  
Nacional  
de Córdoba**

**Autor: *Dr. Carlos Fernando Ceballos Ferroglio***

IEF - Facultad de Ciencias Económicas

carlos.cebалlos @mi.unc.edu.ar

**Mayo de 2021**



---

# ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>EVOLUCIÓN DEL CONTEXTO REGULATORIO</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>OBJETIVO</b> .....	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GAS DE ARGENTINA</b> .....	<b>9</b>
4.1	FRONTERAS DE EFICIENCIA .....	9
4.1.1	<i>Marco Teórico</i> .....	9
4.1.2	<i>Conformación de la Base de Datos</i> .....	13
4.1.3	<i>Determinación de la eficiencia relativa Resultados</i> .....	22
4.1.4	<i>Consideraciones Finales Respecto a la Eficiencia</i> .....	32
4.2	ESTUDIO DE IMPACTO REGULATORIO SOBRE LA RENTABILIDAD.....	33
4.2.1	<i>Marco Teórico</i> .....	33
4.2.2	<i>Definición de los indicadores sectoriales</i> .....	34
4.2.3	<i>Análisis de Diferencia de Medias</i> .....	42
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>43</b>
<b>6</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>45</b>

## Índice de Tablas

Tabla 1: Ajuste de Opex por diferencias salariales .....	15
Tabla 2: Tasa de depreciación anual promedio - Argentina.....	16
Tabla 3: Tasa de depreciación anual por país.....	17
Tabla 4 – Ajuste por diferentes esquemas regulatorios.....	20
Tabla 5: Costo del capital propio .....	21
Tabla 6 – Rating Moody’s .....	21
Tabla 7: Costo del capital de terceros .....	22
Tabla 8 – WACC Resultados .....	22
Tabla 9 – Estadísticas descriptivas.....	23
Tabla 10: Análisis de regresión – Transformación con base en la densidad .....	24
Tabla 11: Puntuaciones de Eficiencia Modelo COLS .....	24
Tabla 12: Puntuaciones de Eficiencia Modelo DEA.....	26
Tabla 13: Opex/CSV .....	28
Tabla 14: Frontera COLS – OPEX vs Escala .....	28
Tabla 15: Eficiencia COLS Totex.....	29
Tabla 16: Modelo Totex vs CSV .....	30
Tabla 17: Resumen indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial .....	42
Tabla 18: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas distintas .....	43



---

## Índice de Figuras

Figura 1: Valores unitarios empresas argentinas.....	31
Figura 2: Resumen Indicadores Financieros.....	36
Figura 3: Rentabilidad vs Costo de Oportunidad del Capital.....	38
Figura 4: Viabilidad Sectorial .....	39
Figura 5: Opex por cliente.....	40
Figura 6: Capex por Cliente .....	41
Figura 7: Opex y Capex por CSV .....	41

---

# ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE LA POLÍTICA REGULATORIA SOBRE LA EFICIENCIA RELATIVA Y LA RENTABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

## 1 INTRODUCCIÓN

La distribución de gas natural en Argentina experimentó, desde su privatización en el año 1992, una serie de modificaciones técnicas, económicas y regulatorias, tendientes a incrementar la eficiencia, promover la universalización y garantizar la sostenibilidad del servicio.

Dentro del proceso regulatorio se destaca un hito fundamental, la promulgación de la “Ley de Emergencia Pública” del año 2002, que resultó en un congelamiento tarifario durante todo el período comprendido entre los años 2002 y 2016, generando un deterioro continuo en la tarifa y, consecuentemente, en los ingresos reales de las distribuidoras.

En este contexto, el objetivo principal del presente análisis es identificar el impacto que la política regulatoria generó sobre la rentabilidad y eficiencia de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

El estudio aborda la temática antes descrita desde dos enfoques metodológicos:

- a) Determinación de la *eficiencia* relativa de las empresas argentinas mediante Fronteras de Eficiencia paramétricas y no paramétricas, en las que se desarrollan diferentes especificaciones del modelo a los fines de examinar en mayor detalle la influencia de una serie de dimensiones sobre la eficiencia;
- b) Análisis de la evolución de la *rentabilidad*: que consiste en el desarrollo de un Análisis de Impacto Regulatorio (RIA) a los fines de determinar el efecto que la política regulatoria generó en la rentabilidad de las empresas argentinas, la cual se analiza a través de una serie de indicadores financieros, contables y comerciales de las empresas distribuidoras; se pretende determinar si dichas variables experimentaron un cambio significativo, desde el punto de vista estadístico, a partir de la promulgación de la Ley de Emergencia Económica del año 2002.

## 2 EVOLUCIÓN DEL CONTEXTO REGULATORIO

Los principales hitos regulatorios correspondientes a la industria de gas natural en Argentina, con particular énfasis en los segmentos de distribución y transporte; pueden resumirse como sigue:

**Monopolio estatal:** inicialmente el transporte y la distribución de gas natural estaban a cargo de la empresa estatal Gas del Estado la cual operaba en condiciones de monopolio natural integrado, y con tarifas públicas, definidas con criterios políticos.

**Privatización:** en 1992 se produce la privatización de Gas del Estado y se generan ocho monopolios regionales encargados de la distribución de gas natural (en 1999 se constituye el noveno monopolio correspondiente a GasNea) y dos monopolios regionales para el transporte de gas natural.

**Reforma del Modelo Regulatorio:** se adoptó un esquema regulatorio por “incentivo”, por medio del cual las tarifas pasaron a ser determinadas en Revisiones Quinquenales de Tarifas (RQT), los valores tarifarios se calculaban en dólares, convertibles a pesos en el momento de su aplicación. El esquema regulatorio establecía los siguientes ajustes dentro del ciclo tarifario: a) ajustes por índices de precios externos, aplicaban sobre las componentes que remuneraban las actividades de transporte y distribución de gas; b) esquema estacional de traspaso (*pass-through*) del precio del gas (*commodity*).

**Primera Revisión Tarifaria Quinquenal:** en 1998 se efectuó la primera revisión quinquenal de tarifas de transporte y distribución de gas natural, en la que los principales resultados estuvieron referidos a la definición de los siguientes tres parámetros tarifarios:

- a) factores de eficiencia productiva para transporte y distribución,
- b) factor de expansión de las inversiones y,
- c) tasa de costo de capital.

**Suspensión de Ajustes por índices externos:** en el año 2000 se postergó la aplicación de la cláusula de indexación por índices externos. Esta situación motivó reclamos de las licenciatarias ante los organismos internacionales de arbitraje por las diferencias en las inversiones (CIADI).

**Pesificación de los contratos y eliminación de esquemas indexatorios por precios externos:** el hito fundamental de la industria de gas natural, y de los servicios públicos de Argentina en general, desde la privatización y reestructuración de la actividad, está relacionado con la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, (Ley 25.561/2002) sancionada en enero de 2002, que produce un cambio radical en las condiciones de prestación de los servicios de distribución y transporte de gas natural.

Las principales disposiciones de dicha ley referidas a los contratos de los servicios públicos se encuentran en los artículos N° 8 y 9 que se presentan a continuación.

*“ARTICULO 8° — Dispónese que a partir de la sanción de la presente ley, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio. Los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (US\$ 1).*

*ARTICULO 9° — Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente ley. En el caso de los contratos que tengan por objeto la prestación de servicios públicos, deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.”*

En resumen, mediante esta Ley, se “pesificaron” los ingresos de las empresas de servicios públicos, se eliminaron las cláusulas indexatorias en dólares y se dispuso de una instancia para la renegociación de los contratos.

Los principales efectos de la Ley de Emergencia Pública sobre las empresas de servicios públicos estuvieron dados por:

- Descalce entre ingresos pesificados y obligaciones dolarizadas, situación que generó un potencial riesgo de *default* para las licenciatarias, ante amenazas de procesos devaluatorios.
- Congelamiento de tarifa nominal por eliminación de los ajustes por índices externos, lo que significó un deterioro continuo en la tarifa y consecuentemente en los ingresos reales de las distribuidoras, dicho deterioro persistió durante un lapso de 14 años comprendido entre los años 2002 y 2016, que fue el período durante el cual la emergencia pública se renovó ininterrumpidamente de manera anual.
- Por otra parte, mediante el Decreto N° 214/2002, se pesificaron, a una razón de un peso con cuarenta centavos (\$1,40) por cada dólar, todas las obligaciones expresadas en dólares estadounidenses, u otras monedas extranjeras, existentes a la fecha de sanción de la ley 25.561 y que no se encontrasen ya convertidas a pesos.
- Adicionalmente se dispuso la indexación de las deudas pesificadas mediante la aplicación de un Coeficiente de Estabilización de Referencia (CER). Cabe destacar que el ajuste por CER no fue aplicado sobre las tarifas de los contratos de servicios públicos debido a la imposibilidad legal de aplicar esquemas indexatorios (Ley 25.561), como así también debido a una falta de aceptación general originada por el contexto de crisis económica, y social, sin embargo, hubo algunos intentos de establecer esquemas semestrales de ajustes “no automáticos” de tarifas como el denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC).

**Segmentación (Unbundling) de usuarios:** en el año 2004 se dictaron los Decretos N° 180 y N° 181 que establecen la fragmentación de los servicios y de las tarifas de los Grandes Usuarios, del servicio de gas natural comprimido (GNC) y de la categoría denominada Servicio General que superaba un cierto límite de consumo.

**Renegociación de Contratos, Actas de Acuerdo Transitorio:** Entre los años 2005 y 2010 se firmaron una serie de Actas Acuerdo Transitorio entre las distribuidoras y la Unidad de Renegociación Contractual (UNIREN) con la finalidad de establecer los lineamientos para el desarrollo de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) que tenía por objetivo recomponer los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos, a la vez que se determinaba un esquema tarifario de transición (25% de incremento en el cargo de distribución).

El proceso de renegociación contractual no se llevó a cabo en los tiempos previstos inicialmente, por tal motivo el congelamiento de tarifas en los hechos se mantuvo hasta el año 2016.

**Revisión Tarifaria Integral:** mediante Resolución 31/2016, el Ministerio de Energía y Minería instruyó al ENARGAS a llevar a cabo el proceso de RTI, el cual debía finalizarse en un plazo no mayor a un año. Mediante el artículo 3° de la Resolución N° 129/2016 del Ministerio de Energía y Minería B.O. 13/7/2016 se instruye al ENARGAS a adoptar las medidas necesarias a los efectos de concluir antes del 31 de diciembre de 2016 el proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Si bien el análisis del proceso de implementación y los resultados de la Revisión Tarifaria Integral de los años 2016 y 2017 se encuentra fuera del alcance de la presente investigación,

cabe mencionar que dicho proceso se llevó a cabo en el período previsto, y consistió en la determinación de los siguientes elementos regulatorios: costo de capital, valor de la base tarifaria, evaluación del plan de inversiones, análisis de los costos de operación y mantenimiento y, determinación de los parámetros de productividad esperada, así como también en la determinación de un nuevo esquema de ajuste tarifario periódico. A los fines de reducir el impacto sobre los consumidores se implementó un esquema de escalonamiento para el traslado a tarifas del ajuste resultante de la RTI.

Por último, en el año 2019 se instauró nuevamente un esquema de congelamiento tarifario de los servicios públicos de electricidad y gas natural, mediante la promulgación de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública.

En síntesis, la primer mitad del período analizado se caracterizó por la implementación de una serie de reformas estructurales, en conjunción con medidas de política regulatorias de incentivos tendientes a transformar la industria de gas natural convirtiéndola de un monopolio estatal a segmentos competitivos, ya sea con competencia “dentro” del mercado (producción y comercialización), o competencia “por” el mercado (transporte y distribución). En la segunda mitad del período analizado, el hito relevante que marcó un cambio significativo en las condiciones de prestación de los servicios públicos es la sanción de la Ley de Emergencia Pública, cuyas principales disposiciones, referidas a la pesificación de los contratos y congelamiento tarifario, actuaron como un instrumento de política implícito, denominado en la presente investigación “Ley del látigo”, que incentivó a las empresas de los segmentos regulados a mejorar sus condiciones de eficiencia, en algunos casos a costa de otras dimensiones de la prestación de los servicios, como ser grado de cobertura del servicio, nivel de inversiones, otorgamiento de nuevas factibilidades de conexión, entre otras.

Luego de 14 años de congelamiento tarifario, en el año 2016, tuvo lugar la Revisión Tarifaria Integral, sin embargo, el esquema de congelamiento tarifario fue nuevamente instaurado a partir de 2019.

### 3 OBJETIVO

En el contexto antes descripto, el objetivo principal del presente análisis es identificar el impacto que la política regulatoria generó sobre la rentabilidad y eficiencia de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

El análisis de eficiencia se aborda mediante la realización de un estudio de *benchmarking* internacional a los fines de evaluar la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas en Argentina. Se pretende determinar si el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública generó los incentivos suficientes para que las empresas argentinas se ubiquen próximas a la frontera de eficiencia, es decir, que resultan más eficientes respecto de otras empresas comparables de la región de Latinoamérica, a la vez que se indaga respecto a los factores que pueden originar dicha eficiencia.

Para lograr el objetivo antes definido, se plantean las siguientes líneas investigativas:

- Pregunta #1: ¿Cuál es el grado de *eficiencia* relativa de las empresas distribuidoras de gas de Argentina?
- Pregunta #2: Los resultados de eficiencia obtenidos ¿son estables con diferentes especificaciones del modelo de frontera?



- Pregunta #3: ¿Cómo afectó la política regulatoria a la *rentabilidad* de las empresas argentinas?, ¿Los resultados de eficiencia y de rentabilidad son consistentes?

El estudio aborda la temática antes descrita desde dos grandes enfoques metodológicos:

1. **Determinación de la *eficiencia relativa*:** para su cuantificación se recurre a la construcción de Fronteras de Eficiencia mediante la aplicación de técnicas paramétricas y no paramétricas. La eficiencia relativa de las empresas argentinas se obtiene a través de un análisis de *benchmarking* internacional, en el que se desarrollan diferentes especificaciones del modelo.
2. **Análisis de la evolución de la *rentabilidad*:** el segundo enfoque, complementario al análisis de eficiencia, consiste en el desarrollo de un Análisis de Impacto Regulatorio (RIA, según sus siglas en inglés) diseñado para evaluar el efecto que las modificaciones en el marco normativo pudo haber generado en una serie de indicadores financieros, contables y comerciales de las empresas distribuidoras de Argentina. Se pretende determinar si dichas variables experimentaron un cambio significativo, desde el punto de vista estadístico, a partir de la promulgación de la Ley de Emergencia Económica del año 2002.

#### 4 DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GAS DE ARGENTINA

El período de análisis considerado para la estimación de las fronteras de eficiencia es 2010-2016, la principal razón que limitó el análisis a este período fue la falta de información de las empresas distribuidoras de otros países. En lo que respecta al estudio de la evolución de rentabilidad mediante la metodología de análisis de impacto regulatorio, el mismo se extiende desde 1998 hasta 2016, pero se circunscribe sólo a las empresas argentinas por la misma causa. Por ello esta investigación se desarrolla en dos etapas, en la primer etapa se analiza la eficiencia relativa de las empresas, argentinas mediante fronteras de eficiencia, y se determina el posicionamiento relativo de cada distribuidora; en la segunda etapa se analiza, mediante indicadores financieros y de viabilidad sectorial, como las empresas argentinas evolucionaron hasta llegar a la situación de eficiencia reflejada en el análisis de la primer etapa.

##### 4.1 Fronteras de Eficiencia

###### 4.1.1 Marco Teórico

A continuación se desarrolla el marco teórico de las metodologías para la estimación de fronteras de eficiencia aplicadas al caso de la distribución de gas natural en Argentina.

###### 4.1.1.1 Fronteras No Paramétricas – Análisis Envolvente de Datos (DEA)

Las bases del análisis envolvente de datos DEA fueron establecidas en el trabajo seminal de Charnes, Cooper y Rhodes (1978), de allí que este método se conozca como DEA-CCR.

Existen, en términos generales, tres grandes variantes para especificar matemáticamente un modelo DEA-CCR, a saber:

- Forma Fraccional
- Forma Multiplicativa
- En forma Envolvente (Método Dual).

#### 4.1.1.1.1 DEA – CCR en Forma Fraccional

Una primera aproximación a la eficiencia de una empresa o unidad de decisión está dada por la relación existente entre productos e insumos, en este contexto, las firmas más eficientes serán aquellas que obtienen el mayor nivel de producto por cada unidad de insumo empleado, o recíprocamente las empresas que utilizan menor cantidad de insumos por cada unidad de producto generado.

En el caso de firmas de productos e insumos múltiples existe una complicación adicional, ya que las comparaciones basadas en ratios parciales pueden llevar a indeterminaciones, por ello, para poder utilizar este tipo de medidas de eficiencia, es necesario asignar ponderadores a los productos y a los insumos, a los fines de conformar un índice o puntaje único de eficiencia.

La especificación del modelo DEA-CCR Fraccional es la siguiente:

Max  $u, v$

$$h_0 = \frac{\sum_{r=1}^s u_r \times y_{r0}}{\sum_{i=1}^m v_i \times x_{i0}} \quad [1]$$

Sujeto a:

$$\frac{\sum_{r=1}^s u_r \times y_{rj}}{\sum_{i=1}^m v_i \times x_{ij}} \leq 1 \quad [2]$$

$$u_r, v_i \geq \varepsilon \quad [3]$$

en que:

- Se considera la existencia de  $n$  unidades de decisión (DMU), empresas o agentes económicos.
- $x_{ij}$  representa las cantidades del insumo  $i$ , que son utilizadas por la empresa  $j$ .
- $y_{rj}$  representa las cantidades del producto  $r$ , que son generadas por la empresa  $j$ .
- $u_r, v_i$  son ponderadores de los distintos productos y ponderadores de los distintos insumos respectivamente, para cada una de las empresas analizadas.
- $s$  y  $m$  representan el número total de productos e insumos respectivamente.

De este modo se plantea un problema de programación matemática cuyo objetivo es maximizar la puntuación de eficiencia de cada una de las unidades económicas, dada esta puntuación de eficiencia por la relación entre un producto “agregado” y un insumo “agregado”, donde la agregación se realiza con base en los ponderadores  $u_r, v_i$ .

Las variables que permiten tal optimización son los ponderadores de cada uno de los productos y de cada uno de los insumos. Se establecen como restricciones al sistema, que las puntuaciones de eficiencia de las otras unidades económicas, con los ponderadores definidos para la unidad objeto de evaluación, no sean superiores a la unidad. Adicionalmente se

estipula los ponderadores sean mayores que cierto  $\epsilon$  ( $\epsilon$ ), es decir que no se permite excluir de la consideración de la eficiencia a determinados insumos o productos.

#### 4.1.1.1.2 DEA – CCR en Forma Envolvente (Método Dual)

El modelo en su formulación envolvente consiste en el planteamiento y resolución del problema Dual asociado al problema lineal. Cabe recordar que existe una variable del problema dual por cada restricción del primal y una restricción del problema dual por cada variable del primal, esa es la razón por la cual la mayoría de las aplicaciones de software emplean el modelo DEA en su forma Dual ya que requiere especificar menos restricciones que la forma primal. El primal tiene  $N+1$  restricciones siendo  $N$  la cantidad de DMU, a la cual se le agrega 1 para tomar en consideración la restricción de normalización del insumo. En tanto que el problema dual contiene  $s+m$  restricciones, siendo  $s$  número de productos y  $m$  la cantidad de insumos.

La especificación matemática del modelo es la siguiente:

Min  $\theta, \lambda$

$$Z_0 = \theta \quad [4]$$

Sujeto a:

$$\sum_j Y_{rj} \times \lambda_j \geq Y_{r0} \quad [5]$$

$$\theta X_{i0} \geq \sum_j \lambda_j \times X_{ij} \quad [6]$$

$$\lambda \geq 0 \quad [7]$$

El modelo inicial inicialmente desarrollado por Charnes, Cooper y Rhodes (1978) supone la existencia de rendimientos constantes a escala (*Constant Returns to Scale - CRS*), lo que es apropiado cuando todas las firmas se encuentran operando a una escala óptima, sin embargo, debido a una serie de factores como ser competencia imperfecta, restricciones financieras o regulatorias, etc., puede ocurrir que las firmas no se encuentren operando en escala óptima. El planteo del problema dual de programación lineal para CRS puede adaptarse para tener en cuenta los rendimientos variables a escala (*Variable Returns to Scale - VRS*) agregando una restricción de convexidad que implica que una firma ineficiente es comparada con firmas pares de escala semejante. El resultado de esta transformación es que las puntuaciones de eficiencia bajo VRS resultan superiores a las puntuaciones de eficiencia del método CRS.

#### 4.1.1.2 Fronteras Paramétricas - COLS

El procedimiento para la estimación de la eficiencia a través del método de Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) consiste en la realización de una regresión por mínimos cuadrados ordinarios, con una posterior “corrección” desplazando la recta de regresión hasta hacerla tangente a la unidad (o unidades) de decisión más eficientes, es decir, hasta que la recta de regresión se encuentre por encima de todas las observaciones para el caso de la función de producción, o por debajo de todas las observaciones para el caso de la función de costos. Esta corrección se efectúa ajustando la ordenada al origen y re-escalando los residuos de la regresión. Las fronteras resultantes de la metodología COLS son fronteras determinísticas ya que atribuyen toda la desviación respecto de la frontera a ineficiencia técnica.

Para obtener la frontera de eficiencia por el método COLS, se considera la siguiente función

determinística:

$$Y = f(x) - s \times u \quad [ 8 ]$$

en que  $u$  es una perturbación aleatoria que mide la distancia de cada unidad de análisis respecto a la recta de regresión, y  $s$  es una variable *dummy* con valores iguales a +1 para el caso de fronteras de producción y -1 para fronteras de costos.

Linealizando la función anterior se tiene la siguiente especificación:

$$\ln(Y) = \alpha + \sum \beta_i \times \ln(X_i) - su_i \quad [ 9 ]$$

El proceso de estimación por COLS requiere dos etapas:

- Etapa I: estimar los parámetros de la ecuación  $\alpha$  y  $\beta_i$  por Mínimos Cuadrados Ordinarios (OLS).
- Etapa II:
  - Corregir los residuos a través de la siguiente fórmula:

$$u_i = u_{ols} - \min(s u_{ols}) \quad [ 10 ]$$

- Corregir la constante

$$\alpha^* = \alpha_{ols} - \max(s u_{ols}) \quad [ 11 ]$$

La frontera de eficiencia queda definida a partir de los coeficientes de la regresión por OLS ( $\beta_i$ ) y de la constante ajustada en la etapa II ( $\alpha^*$ ).

La eficiencia técnica individual para cada DMU se calcula como sigue:

$$ET^i = \exp(-s u_i) = \frac{Y_i}{Y^*} \quad [ 12 ]$$

Una de las características centrales de las fronteras determinísticas es que atribuyen todo el desvío entre la observación y la frontera a ineficiencia. Una manera de subsanar esta característica es a través del Análisis de Fronteras Estocásticas.

#### 4.1.1.3 Fronteras Estocásticas (SFA)

El análisis de frontera estocástica es un análisis clásico de regresión con una perturbación asimétrica y no normal. La formulación general del modelo desarrollado por Aigner, Lovel y Schmidt (1977) es la siguiente:

$$y_i = f(x_i; \beta) + \varepsilon_i \quad i = 1, \dots, N \quad [ 13 ]$$

$$\varepsilon_i = v_i + |u_i| \quad i = 1, \dots, N \quad [ 14 ]$$

en que

- $y_i$  es la variable dependiente, generalmente una variable gerenciable por la DMU,
- $x_i$  son los factores determinantes,
- $\beta$  son los parámetros a estimar
- $v_i$  y  $u_i$  son las perturbaciones e ineficiencia respectivamente.

El componente de error  $v_i$  representa la perturbación simétrica: se asume que  $\{v_i\}$  tiene un

comportamiento clásico, es decir es idéntica e independientemente distribuido, con media 0.

El término de error  $u_i$ , está asociado a la ineficiencia, y se asume que tiene un comportamiento independiente de  $v_i$ , siguiendo una distribución de una cola que satisface que  $u_i \geq 0$ .

El componente aleatorio  $v_i$  representa sucesos que no son controlables por la DMU, por ejemplo el efecto de factores climáticos sobre las variables dependientes; mientras que el término  $u_i$  es la eficiencia de la DMU medida como la distancia entre cada observación y la frontera. Respecto del término de perturbación aleatorio hay relativo consenso en asumir que se distribuye en forma normal, idéntica e independientemente con media 0 y varianza  $\sigma_v^2$ . Por otra parte, hay diferentes especificaciones para la distribución del término  $u_i$ , siendo las más usadas las distribuciones semi-normal y la exponencial.

En el caso de las fronteras de producción estocásticas la eficiencia técnica se calcula de la siguiente manera:

$$ET_i = \frac{Y_i}{f(x_i)+v_i} \quad [15]$$

#### 4.1.2 Conformación de la Base de Datos

En la estimación de las fronteras de eficiencias de costos las variables explicadas; insumos desde el punto de vista de la teoría económica, son los costos operativos y los costos totales; en tanto que las variables explicativas son extensión de la red, cantidad de usuarios y volumen de gas distribuido, que corresponden con los productos desde el punto de vista de la teoría económica. Las fuentes y criterios con que se conformó la base de datos de esta investigación son los siguientes:

La unidad de decisión (DMU) es la mínima unidad que tiene autonomía para gestionar las variables involucradas en el análisis, así para el análisis de frontera de eficiencia la DMU fue definida a nivel de empresa.

La base de datos consta de 112 observaciones correspondientes a un panel de 16 empresas distribuidoras de gas natural de la región de América Latina, con datos para un período de análisis de 7 años (2010-2016).

Las empresas consideradas en la base son las siguientes:

- **Argentina:** se incluyeron seis de las nueve empresas concesionarias del servicio de distribución de gas natural; estas empresas son: Gas Natural BAN, Metrogas, Distribuidora de Gas del Centro, Distribuidora de Gas Cuyana, Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas Sur.
- **Brasil:** se consideraron dos empresas distribuidoras de gas en São Paulo, y la empresa distribuidora de gas natural de Río de Janeiro.
- **Chile:** inicialmente formaron parte de la base de datos las empresas distribuidoras de gas natural de las regiones de Santiago de Chile y Valparaíso. Sin embargo, la empresa de Santiago fue excluida de la muestra por presentar valores atípicos, (*outlier*), en tanto que la empresa de Valparaíso sólo fue considerada en el análisis de costos operacionales ya que no se dispuso de información relativa a la base de activos para conformar la variable costo de capital.

- **Colombia:** se analizan cuatro empresas distribuidoras de gas natural, dos de ellas correspondientes a la zona de Bogotá y de Cundinamarca que representan el área de mayor desarrollo económico, una empresa correspondiente a la zona del caribe colombiano y una correspondiente a la región oriental.
- **Perú:** se incluye la empresa distribuidora de gas natural de Lima.
- **México:** se consideró la empresa Gas Natural Fenosa que abastece 13 estados incluyendo la ciudad de México.

Las variables relevadas para cada una de las empresas de la muestra corresponden a las siguientes categorías:

**Insumos:** Los insumos son todas las variables sobre las que las DMU tienen posibilidad de gestionar, para el caso de la distribución de gas por redes las mismas corresponden a los costos. En este contexto, los insumos considerados en el análisis son:

- Costos de Operación, Administración y Mantenimiento (Opex)
- Costo de Capital (Capex), calculado a partir de la suma de la depreciación del capital y la remuneración del capital invertido.
- Costo Total (Totex) calculado como la suma de Opex más Capex.

**Productos:** Los productos son las variables físicas asociadas a la prestación del servicio, siguiendo la práctica usual en literatura aplicada, se consideraron las siguientes variables:

- Extensión de la red,
- Volumen de gas distribuido y
- Número de clientes

**Variables Ambientales:** estas variables son incorporadas en el análisis para tomar en consideración las diferencias estructurales entre las distintas DMU, en este contexto, las variables ambientales afectan a los costos del servicio pero no necesariamente ello implica que la diferencia de costos se asocia a ineficiencias de las empresas analizadas. La principal variable ambiental considerada en el análisis es la *diferencia salarial* entre los países donde las empresas desarrollan su actividad.

A continuación, se analiza en detalle la información de obtenida para cada una de las categorías de variables arriba descriptas, así como la metodología de procesamiento.

#### 4.1.2.1 Productos

En lo que respecta a los productos se tienen las siguientes definiciones:

- Número de clientes: corresponde a la cantidad de clientes acumulada a fines de cada año sin discriminar por categoría tarifaria.
- Extensión de la red: calculada como la suma de los kilómetros de red de distribución acumulada a fines de cada año, sin discriminar por tipo de material, diámetro de la red o por presión, debido a la falta de información homogénea entre las diferentes DMU de la muestra.
- Volumen de gas distribuido: es el total de gas distribuido por las empresas, expresado en millones de m<sup>3</sup> anuales, de poder calorífico equivalente.

#### 4.1.2.2 Insumos

Como insumo para el análisis de frontera de eficiencia se consideraron los costos operativos y costos de capital de la actividad.

#### 4.1.2.2.1 Costos Operativos

Los costos operativos fueron obtenidos a partir de los reportes anuales y financieros de las empresas analizadas. Los costos operativos son calculados a valores corrientes, y en moneda local. Luego son convertidos a una moneda común mediante la aplicación del índice de Paridad de Poder de Compra publicado por el Fondo Monetario Internacional.

##### 4.1.2.2.1.1 Ajuste por diferencias salariales

Entre los países de la región existe una diferencia estructural en el costo salarial. Ello se origina en las diferencias en el costo de vida y es independiente de las diferencias cambiarias; así el costo salarial para remunerar a un empleado de una empresa de la región sureste de Brasil necesariamente debe ser mayor que el costo salarial para remunerar un empleado en el noroeste de Argentina. Esta diferencia de costos no debe asignarse a ineficiencias de las empresas de Brasil en la prestación del servicio.

Existen varias formas de considerar este tipo de diferencias en los modelos de fronteras, una de ellas es a través de la inclusión de una variable ambiental; una versión alternativa es ajustar los costos operativos de manera tal de tomar en cuenta estas diferencias salariales.

Se optó por la segunda alternativa, es decir ajustar los costos operativos por las diferencias salariales en forma previa a la realización del estudio de frontera. La razón de ello es que permite obtener el costo “ajustado” medio por unidad de escala o cliente lo que constituye un indicador clave de desempeño (*Key Performance Indicators - KPI*) de la industria, estos indicadores son una medida rápida de la eficiencia relativa de las empresas que posibilita la evaluación del desempeño sin la necesidad de recurrir a los estudios de frontera.

La Unión de Bancos Suizos publica cada tres años un estudio comparativo de precios y salarios para 71 ciudades alrededor del mundo, con base en ese estudio:

- 1- Se calcularon los costos salariales de tres categorías de empleos relacionados con el servicio de distribución de gas para los países considerados en el análisis. Las ocupaciones seleccionadas son: Gerente de Departamento, con una participación del 20%, Ingeniero (participación 60%) para ajustar por las diferencias salariales en la fuerza laboral especializada en industrias de red, y finalmente *Call Center*, (participación 20%) para considerar los servicios comerciales.
- 2- Con el costo salarial agregado, y expresado en dólares de paridad del FMI, se procedió a calcular el coeficiente de ajuste por diferencias salariales tomando con referencia los salarios de Argentina.

**Tabla 1: Ajuste de Opex por diferencias salariales**

País	Año	Ingreso Bruto Anual (en USD)			Tipo de Cambio UBS (LC/USD)	Salario Promedio USD-UBS	Tipo de Cambio PPP (LC/USD)	Ajuste por Dif Salarios	
		Department Manager	Engineer	Call Center				Salario Promedio (USD año)	Índice Ajuste
ARG	2015	18,728	16,929	10,212	<b>8.8</b>	15,945	<b>6.6</b>	21,286.73	<b>1.00</b>
BRA	2015	58,271	31,750	4,942	<b>3.0</b>	31,693	<b>1.9</b>	51,781.23	<b>0.41</b>
CHI	2015	20,375	33,944	8,058	<b>613.5</b>	26,053	<b>372.4</b>	42,921.69	<b>0.50</b>
COL	2015	20,494	15,556	5,078	<b>2,500.0</b>	14,448	<b>1,198.6</b>	30,136.01	<b>0.71</b>
MEX	2015	14,581	7,521	3,342	<b>15.2</b>	8,097	<b>8.2</b>	15,014.67	<b>1.42</b>
PER	2015	20,438	18,663	6,998	<b>3.1</b>	16,685	<b>1.6</b>	32,752.48	<b>0.65</b>

Fuente: Elaboración propia con base en UBS y FMI.

La lectura de la tabla anterior es la siguiente: debido a que los costos salariales en Argentina son menores que los de Brasil (BRA), para homogeneizar la serie de costos es necesario multiplicar los costos de Brasil por 0.41.

Finalmente cabe destacar que el ajuste debe aplicarse solo sobre la fracción de costos operativos correspondiente a costos salariales, es decir aquellos relacionados con los servicios de personal propio y de terceros, con base en información contable se determinó que esa proporción va desde 48.8% a 51,3% dependiendo de la clasificación que se realice de ciertos costos de terceros. Por tal motivo se adoptó un valor de 50% como criterio general.

#### 4.1.2.2.2 Costos de Capital

Es una práctica internacional habitual en los estudios de finanzas corporativas que el costo de capital se calcule como la suma de la depreciación anual del capital más la remuneración del capital invertido.

##### 4.1.2.2.2.1 Depreciación del capital

La depreciación del capital surge del producto entre la Base de Activos Bruta y la tasa anual de depreciación. Este término es una *proxy* de la inversión anual que las empresas deben realizar a los fines de mantener la infraestructura operando en las condiciones vigentes.

La base de activos bruta es obtenida de los balances patrimoniales publicados por las empresas bajo análisis. En tanto que la tasa de depreciación anual surge del promedio ponderado de las tasas anuales de depreciación de las principales categorías de activos, el ponderador es la participación de cada categoría de activos en el total de la base bruta.

**Tabla 2: Tasa de depreciación anual promedio - Argentina**

Categoría de Activos	Vida Útil	Depreciación		Participación en Base Bruta				
		Anual	Centro	Cuyana	Metro	Ban	Pampeana	Sur
Edificios	50	2.0%	4.1%	0.3%	1.7%	0.9%	6.1%	2.1%
Instalaciones	25	4.0%	1.0%	1.4%	0.0%	0.9%	0.4%	0.3%
Gasoductos	45	2.2%	16.0%	19.5%	0.0%	0.3%	24.0%	26.8%
Ramales de AP	45	2.2%	6.0%	11.2%	7.1%	6.0%	6.9%	10.6%
Redes	44	2.3%	32.2%	37.3%	75.9%	60.3%	40.0%	20.6%
Cámaras compresoras	30	3.3%	12.0%	0.0%	0.0%	2.8%	3.8%	2.7%
Estaciones de Regulación	25	4.0%	7.9%	6.6%	1.3%	5.4%	2.9%	4.4%
Medidores	20	5.0%	9.8%	9.9%	6.6%	14.2%	11.0%	15.5%
Instalaciones Técnicas	15	6.7%	2.2%	4.3%	0.5%	3.4%	0.0%	0.0%
Máquinas, Equipos y Herramientas	10	10.0%	0.9%	1.3%	0.4%	0.2%	0.9%	1.2%
Sistemas Informáticos y Comun.	7	14.3%	3.3%	4.2%	1.9%	0.6%	0.8%	5.4%
Rodados	5	20.0%	1.2%	1.2%	0.9%	1.6%	1.9%	0.1%
Muebles y útiles	10	10.0%	0.5%	0.3%	0.0%	0.1%	0.1%	8.9%
<b>Porcentaje Base Bruta</b>			<b>3.55%</b>	<b>3.64%</b>	<b>2.82%</b>	<b>3.25%</b>	<b>3.14%</b>	<b>4.20%</b>

Fuente: Elaboración propia con base en Balances Auditados de las Distribuidoras.

La tabla anterior muestra la metodología aplicada para la determinación de la tasa de depreciación anual de las empresas de Argentina, se procedió de la misma forma para el resto de los países considerados en el *benchmarking* y se arribó a los siguientes valores.



**Tabla 3: Tasa de depreciación anual por país**

País	Depreciación Anual
Argentina	3.43%
Brasil	3.45%
Colombia	3.67%
Chile	2.77%
Perú	3.41%
México	3.73%

Fuente: Elaboración propia con base en información contable de cada empresa.

#### 4.1.2.2.2 Remuneración del capital

La remuneración del capital se determina como el producto entre la base de activos regulatorios neta y la tasa de costo de capital. La base de activos regulatorios neta es obtenida de la información contable de las empresas distribuidoras.

Con relación a la tasa de costo de capital cabe destacar que existe una marcada heterogeneidad de criterios por parte de las autoridades regulatorias de los diferentes países analizados, así como también diferencias significativas en el contexto económico debido a que el cálculo de las tasas de costos de capital se realizó en diferentes momentos.

A continuación se presentan las principales heterogeneidades de las tasas de costo de capital:

- **Argentina:** la segunda Revisión Quinquenal de Tarifas (RQTII) que debería haber entrado en vigencia en el año 2003 fue suspendida, al tiempo que se promulgó la Ley de Emergencia Económica, en consecuencia la tasa vigente a la fecha de este análisis, es la del año 1996. La nueva tasa de costo de capital, calculada en 9.33% antes de impuestos, fue determinada en el proceso de RTI y aplicada en el cálculo de las tarifas vigentes a partir de 2017.
- **Brasil:** la regulación del gas natural es estadual, por lo que las empresas de diferentes estados tienen tasas de remuneración definidas con criterios diferentes.
- **Chile:** La distribución de gas natural se realiza bajo el esquema de Libertad Tarifaria sujeta a un chequeo de rentabilidad. Las tasas límites para el chequeo son 6% y 9%.
- **Colombia:** Mediante Resolución CREG N° 096/2015 se aprueba la nueva tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible. La tasa vigente hasta el año 2015 data del año 2003.

En este contexto, y a los fines de eliminar las distorsiones en la tasa, originadas por diferencias en los criterios regulatorios, legales, temporales, y contexto internacional, de los países bajo análisis, se procedió a calcular la tasa de costo de capital para todos los países seleccionados en forma homogénea. La metodología utilizada es la de costo promedio ponderado del capital (WACC) conjuntamente con el método de fijación de precios de los activos de capital (CAPM), ya que la misma tiene una aceptación generalizada en las finanzas internacionales y en la regulación económica.

Al calcular en forma homogénea la tasa de costo de capital las diferencias de los valores de la tasa observadas entre los diferentes países se deben únicamente a las condiciones particulares de cada economía (*fundamentals*).

El costo de capital propio es determinado con base en el modelo *CAPM Country Spread Model*, que consiste en calcular la tasa libre de riesgo y las primas de riesgo de mercado con base en el mercado de Estados Unidos y ajustar dichas variables a la realidad de cada uno de los países latinoamericanos o emergentes a través de una prima de riesgo país.

De modo similar el costo de la deuda está basado en la tasa libre de riesgo de Estados Unidos, ajustado por el riesgo soberano y por la prima de riesgo crediticio inherentes a cada país.

La fórmula general para la determinación del costo de capital después de impuestos, por el método del costo promedio ponderado de capital es la siguiente:

$$r_{WACC} = (1 - w_D) r_E + w_D r_D (1 - T) \quad [16]$$

donde:

$r_{wacc}$ : costo promedio ponderado del capital nominal después de impuestos;

$r_E$ : costo de capital propio (*equity*);

$r_D$ : costo de la deuda antes de impuestos;

$w_D = \frac{D}{(D+P)}$ ; ponderación de la deuda en el total de activos, siendo  $P$  y  $D$  los montos de capital propio y de deuda respectivamente;

$T$ : tasa de impuesto a las ganancias o rentas.

Para calcular el costo de capital se requiere determinar tres componentes, costo esperado del capital propio, costo esperado de la deuda y estructura de capital o nivel de apalancamiento.

### Estructura de Capital

Se adoptó un nivel de **endeudamiento de 60%**, este valor se considera como un límite a partir del cual incrementos en el nivel de deuda, si bien reducen la tasa WACC por el escudo fiscal, aumentan el costo del capital de terceros por el mayor riesgo financiero.

### Costo del Capital propio

El método generalmente aceptado para la determinación del costo del capital propio es el *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) desarrollado por Markowitz (1952) y complementado por los estudios de Sharpe (1964). Este método considera que la varianza de los rendimientos esperados es una medida apropiada del riesgo de negocio, y que el inversor sólo debe ser remunerado por la porción del riesgo que es no “diversificable”.

La versión de CAPM más empleada en los países emergentes es la denominada “*Country Spread Model*”, cuya formulación matemática es la siguiente:

$$r_E = r_f + \beta_e \times (r_m - r_f) + r_p \quad [17]$$

donde:

$r_E$ : costo de oportunidad del capital propio;

$\beta_e$ : Riesgo sistemático de la industria analizada;

$r_f$ : tasa de retorno de un activo libre de riesgo;

$r_m$ : tasa de retorno de una cartera diversificada;

$r_p$ : premio adicional por riesgo país;

### Tasa libre de riesgo

Para la determinación de la tasa libre de riesgo hay dos grandes puntos en discusión: a) cuál es el instrumento financiero más adecuado para representar el negocio, y b) qué ventana de tiempo debe ser considerada. Se optó por aplicar una tasa libre de riesgo determinada como el promedio de los rendimientos de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos, T-bonds 10 años para un período de 5 años (consistente con la duración de los ciclos tarifarios de la mayoría de los países latinoamericanos), esto genera como resultado un valor de tasa libre de riesgo de 2.13%.

### Premio por riesgo de mercado

El premio por el riesgo de mercado (PRM) surge de la diferencia entre el retorno esperado del mercado y la tasa libre de riesgo. Para estimar el rendimiento de mercado se adoptó la media aritmética de los rendimientos de la serie Standard & Poor's 500 para el período de los últimos 30 años, lo que generó un valor de 11.6%.

### El riesgo sistemático (coeficiente beta)

El modelo CAPM determina la rentabilidad esperada de un activo a través de una regresión lineal del retorno de un activo por encima de la tasa libre de riesgo, contra la prima por riesgo de mercado (PRM). El CAPM utiliza el término "beta" para referirse al coeficiente de dicha regresión, que representa la asociación entre el retorno de una determinada inversión y el retorno del mercado. Cabe destacar que el coeficiente beta está influido por el tipo de regulación aplicada en el país de análisis.

Es importante diferenciar entre los conceptos de *beta de activo* y *beta del equity* o patrimonio. El beta del activo corresponde al valor del beta desapalancado, es decir eliminando el efecto que el nivel de endeudamiento genera en el retorno de dicho activo, para el presente cálculo es necesario contar con alguna estimación del beta desapalancado, para luego reapalancarlo nuevamente, pero ya con la estructura de capital definida en el punto anterior.

La determinación del coeficiente  $\beta$  se realizó en tres etapas:

- (i.) Se consideró el coeficiente beta desapalancado del sector gas natural del mercado de referencia.
- (ii.) Se ajustó dicho beta por la diferencia en el esquema regulatorio.
- (iii.) Se reapalancó el coeficiente beta ajustado del mercado de referencia por la estructura de deuda objetivo.

En lo que atañe al primer punto, se utilizó el coeficiente  $\beta$  desapalancado con ajuste de Blume que estima anualmente Duff & Phelps en su *Valuation Handbook: US Industry Guide to Cost of Capital*, código 4924 (*Natural Gas Services*). Considerando el valor publicados por Duff & Phelps para 2017, se obtiene un coeficiente beta de 0.42.

Debido a que el coeficiente beta desapalancado fue obtenido a partir del sector *Gas* de los Estados Unidos, el cual posee un esquema regulatorio con predominio del tipo *Cost Plus* o *Rate of Return*, corresponde ajustar el mismo para el contexto regulatorio de los países latinoamericanos. Duff & Phelps (2017) publicó los coeficientes beta para una serie de industrias del Reino Unido, con dicha información se puede realizar la incorporación del ajuste por diferencias en los esquemas regulatorios. Este ajuste es similar al desarrollado en el trabajo de (Alexander, Mayer, y Weeds 1996) pero con valores recientes, que representan mejor las diferencias regulatorias actuales.

**Tabla 4 – Ajuste por diferentes esquemas regulatorios**

Ajuste por Diferencia de esquemas Regulatorios	Unlevered Beta (Blume adjusted)	
	Composite	Median
USA-Code SIC 49 (Electric, Gas and Sanitary Services) USD	0.42	0.42
UK- Code 55 (Utilities) USD	0.60	0.64
<b>Ajuste</b>	<b>1.43</b>	<b>1.52</b>

Fuente: Duff and Phelps (2017) – actualizado al 31 de marzo de 2017

Se utilizó el coeficiente de ajuste de 1.43 resultante de la diferencia entre el coeficiente Beta desapalancado para las empresas de servicio público (*utilities*) de los Estados Unidos, agrupadas bajo el código SIC49 (*utilities*), y el coeficiente Beta desapalancado correspondiente a las empresas de Reino Unido, agrupadas bajo el código 55 (*utilities*). La tabla anterior considera para ambos grupos de empresas el coeficiente beta desapalancado con ajuste de Blume.

Aplicando el ajuste de 1.43 por diferencias en el esquema regulatorio, sobre un coeficiente beta desapalancado de 0.42, se obtiene un coeficiente beta desapalancado de 0.60. Reapalancando dicho coeficiente con base en la estructura de capital objetivo y aplicando la metodología de Miles-Ezzell<sup>1</sup>, suponiendo un beta de la deuda de 0.2, se arriba a un coeficiente beta apalancado de 1.18.

#### La adaptación del CAPM para los países emergentes

Se adaptó el CAPM mediante la incorporación de un término aditivo dado por el índice EMBI+ para el país correspondiente. Respecto del horizonte temporal analizado se consideró el período determinado por los últimos 5 años, de manera de guardar consistencia con la ventana temporal aplicada a la tasa libre de riesgo.

La tabla siguiente presenta el costo del capital propio calculado para cada uno de los países analizados, en virtud de que se utilizó el mercado de Estados Unidos como referencia y luego se adaptó a la realidad de cada país a través del Premio por Riesgo País (EMBI+), la principal fuente de diferencia en el costo de capital de los distintos países es precisamente el riesgo país. Otra fuente de diferencia entre los países, pero de mucha menor importancia, es el efecto que diferentes alícuotas impositivas generan sobre el coeficiente beta apalancado.

<sup>1</sup> La fórmula tradicional para reapalancar el coeficiente beta es la desarrollada por Hamada (1972), sin embargo se aplica la metodología de Miles-Ezzell (1980) ya que es la metodología usada por Duff&Phelps para el cálculo de los coeficientes beta.

**Tabla 5: Costo del capital propio**

Costo de Capital Propio	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
Tasa Libre de Riesgo	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
Retorno Esperado de Mercado	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%	11.61%
Premio por Riesgo de Mercado	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%	9.47%
Beta USA desapalancado	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
Ajuste por esquema regulatorio	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43	1.43
Beta desapalancado ajustado	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Beta Apalancado	1.18	1.19	1.19	1.19	1.19	1.19
Premio Riesgo de Negocio	11.21%	11.27%	11.27%	11.31%	11.30%	11.29%
<i>Premio Riesgo País</i>	6.43%	2.67%	2.22%	1.82%	1.70%	1.84%
<b>Costo de Capital Propio Nominal</b>	<b>19.77%</b>	<b>16.07%</b>	<b>15.63%</b>	<b>15.26%</b>	<b>15.13%</b>	<b>15.27%</b>

Fuente: Elaboración propia

### Costo del Capital de Terceros

El costo del capital de terceros es el retorno que los titulares de deuda requieren para otorgar préstamos para financiar la actividad. A diferencia de lo que ocurre con el costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser observado en los mercados financieros. Para ser consistentes con la metodología del CAPM, corresponde aplicar una metodología de *Building block* pero para la deuda. La especificación matemática para determinar el costo del endeudamiento es la siguiente:

$$Cd = r_f + r_p + r_c \quad [18]$$

donde

$r_f$ : tasa libre de riesgo

$r_p$ : premio de riesgo país

$r_c$ : *spread* adicional en función de la calificación crediticia

La tasa libre de riesgo y el premio por riesgo país ya fueron determinados para el costo del capital propio, por lo que sólo resta por incorporar el riesgo crediticio.

Para el cálculo del riesgo crediticio se requiere el rating o la calificación de riesgo asignado por las agencias calificadoras a las deudas de cada uno de los países analizados y también el *spread* sobre el activo libre de riesgo registrado para el ranking correspondiente. La tabla siguiente presenta las calificaciones otorgadas por Moody's a los países de la región.

**Tabla 6 – Rating Moody's**

País	Moody's
Argentina	B3
Brazil	Ba2
Chile	Aa3
Colombia	Baa2
Peru	A3
México	Baa1

Fuente: Damodaran, New York School of Business

La tabla siguiente presenta el costo de la deuda calculado para cada uno de los países analizados. Cabe destacar que parte del riesgo de crédito ya se encuentra contemplado en el riesgo país, por tal motivo, sólo es necesario incluir como riesgo crediticio la fracción del riesgo que no fue incorporada como riesgo país, pues de lo contrario se incurriría en un error de doble contabilización.

**Tabla 7: Costo del capital de terceros**

Costo de Capital de Terceros	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
Tasa Libre de Riesgo	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%	2.13%
Premio Riesgo País	6.43%	2.67%	2.22%	1.82%	1.70%	1.84%
Premio Riesgo de Crédito	0.20%	0.56%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Impuestos	0.35	0.34	0.39	0.28	0.32	0.35
<b>Costo Deuda Nominal antes Impuestos</b>	<b>8.76%</b>	<b>5.36%</b>	<b>4.35%</b>	<b>3.95%</b>	<b>3.83%</b>	<b>3.98%</b>

Fuente: Elaboración propia

### Resultados

Con base en la metodología antes descrita, se procedió a calcular la tasa de costo de capital para cada uno de los seis países analizados, esta tasa representa el costo de oportunidad del capital bajo las condiciones de riesgo actuales de los países bajo análisis.

**Tabla 8 – WACC Resultados**

WACC	ARG	BRA	COL	PER	CHI	MEX
WACC nominal después de impuestos	11.32%	8.55%	7.84%	7.81%	7.63%	7.66%
Inflación USA	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%	1.20%
<b>WACC real después de impuestos</b>	<b>10.00%</b>	<b>7.27%</b>	<b>6.56%</b>	<b>6.53%</b>	<b>6.35%</b>	<b>6.38%</b>
<b>WACC real antes de impuestos</b>	<b>15.39%</b>	<b>11.01%</b>	<b>10.76%</b>	<b>9.07%</b>	<b>9.28%</b>	<b>9.81%</b>

Fuente: Elaboración propia

Con la metodología propuesta, las diferencias registradas en las tasas de costo de capital entre países se originan en los componentes de Riesgo País, Spread de Crédito y alícuota de Impuesto a las Ganancias, dichas componentes se explican por los *fundamentals* y la normativa de cada economía. Esta metodología trata de forma homogénea a todos los países, y elimina las arbitrariedades regulatorias y las diferencias debidas al cálculo de la tasa en diferentes momentos.

#### 4.1.3 Determinación de la eficiencia relativa Resultados

A los fines de determinar la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas natural de la región, se aplicaron métodos de frontera paramétricas y no paramétricas, y se definieron dos escenarios; eficiencia en Opex y eficiencia en Totex.

El software utilizado para las estimaciones de las fronteras es el paquete estadístico N-Logit, versión 10.0.

Las variables incorporadas en el análisis presentan las siguientes estadísticas descriptivas:

**Tabla 9 – Estadísticas descriptivas**

Variable	Cientes	GAS	RED	CSV	OPEX AJUSTADO	CAPEX	TOTEX
Unidad	#	MMm3 9.300 kcal.	Km	Cientes	MM USD PPP	MM USD PPP	MM USD PPP
Media	908,209	2,806	11,734	808,987	102	95	197
Mediana	702,294	2,481	12,656	743,771	80	53	158
Máximo	2,375,310	7,563	28,392	1,860,580	377	410	589
Mínimo	29,307	118	1,273	70,405	12	7	24
Desv. Standard	645,802	2,034	7,655	512,612	78	102	156
Coef. Variación	0.71	0.72	0.65	0.63	0.76	1.08	0.79
Curtosis	0.53	0.94	0.77	0.94	1.43	2.01	0.44
Asimetría	0.65	0.36	0.37	0.28	1.19	1.67	1.12
Observaciones	112	112	112	112	112	112	112

#### 4.1.3.1 Escenario 1 Opex

En el primer escenario la variable dependiente está dada por los costos operativos (Opex), es decir, se procura determinar cuál es la eficiencia relativa de las empresas distribuidoras de gas de Argentina en la gestión de los Opex, dados los productos de la industria, los cuales están compuestos por número de clientes, extensión de la red y volumen de gas distribuido.

##### 4.1.3.1.1 Análisis paramétrico - método COLS

La especificación matemática del modelo es la de una frontera de costos, en la que la variable dependiente está dada por los costos operativos ajustados por la diferencia en remuneración salarial. Es decir, se estima una única variable de costos (Opex) que toma en consideración las diferencias regionales en los salarios<sup>2</sup>.

Las variables explicativas, siguiendo las prácticas habituales están dadas por el número de clientes, el volumen de gas distribuido y la extensión de la red.

La variable extensión de la red no pudo ser incluida en el análisis ya que presentó un signo contrario al esperado, al respecto cabe destacar que la variable extensión de la red representa la suma del total de kilómetros de red de cada distribuidora sin ponderar por una serie de factores característicos como son tipo de material, nivel de presión, diámetro, etc., otras posibles causas que contribuyen a explicar el signo contra intuitivo registrado por la variable red se encuentran en consideraciones de densidad y correlación con otras variables explicativas, para evaluar estos efectos sobre los coeficientes de la regresión se procedió a transformar las variables de análisis tomando como numerario la extensión de la red, es decir se regresó la variable costo operativo por kilómetro de red contra volumen de gas distribuido

<sup>2</sup> Alternativamente se podría haber considerado la diferencia regional en los salarios como una variable ambiental, en cuyo caso la especificación tendría una variable independiente adicional, precisamente un índice de nivel salarial de los distintos países de la región.

y cantidad de clientes por kilómetro de red, esta última variable es una medida de la densidad (todas las variables expresadas en logaritmos).

**Tabla 10: Análisis de regresión – Transformación con base en la densidad**

Depend: Opex/km		Independ: Gas/km, Clientes/km			95% Interv.		
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob.  z >z*	Lower	Upper	Signif.
Constant	-7.0089	0.352	-19.91	0.00	-7.70	-6.32	***
LGASRED	0.3580	0.056	6.36	0.00	0.25	0.47	***
LCLKM	0.6633	0.077	8.64	0.00	0.51	0.81	***

Note: \*\*\*, \*\*, \* ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Con la transformación realizada todas las variables resultan estadísticamente significativas y presentan el signo esperado.

En cuanto a los resultados, la tabla siguiente presenta las puntuaciones de eficiencia obtenidas para cada una de las empresas analizadas, con base en el modelo COLS.

**Tabla 11: Puntuaciones de Eficiencia Modelo COLS**

COLS		Eficiencia Opex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	86.2%	92.1%	98.6%	<b>100%</b>	90.4%	79.0%	81.6%	89.7%
	Cuy_Ar	93.3%	95.7%	97.4%	93.7%	85.0%	72.5%	77.0%	87.8%
	Sur_Ar	68.5%	73.8%	69.6%	66.0%	70.0%	64.9%	60.4%	67.6%
	Pam_Ar	64.6%	66.0%	65.0%	62.4%	62.4%	58.0%	57.6%	62.3%
	Ban_Ar	58.6%	64.0%	62.8%	57.7%	58.4%	53.2%	50.7%	57.9%
	Met_Ar	64.0%	65.8%	65.4%	55.9%	57.8%	52.6%	50.7%	58.9%
BRA	CEG_Br	41.9%	43.9%	45.4%	49.6%	53.4%	54.0%	46.9%	47.9%
	Com_Br	38.0%	36.2%	37.6%	41.4%	44.8%	45.2%	46.1%	41.3%
PER	Cal_Pe	24.8%	24.2%	24.7%	26.4%	28.2%	32.9%	40.6%	28.8%
COL	GNCB_Col	87.5%	80.9%	78.7%	72.9%	65.7%	63.8%	63.8%	73.3%
	GCAR_Col	59.7%	58.0%	56.2%	54.9%	62.1%	49.2%	48.6%	55.5%
	GOR_Col	53.4%	47.9%	46.7%	46.9%	47.3%	44.9%	44.5%	47.4%
	GN_Col	37.5%	36.6%	35.1%	35.3%	36.4%	32.5%	32.4%	35.1%
MEX	GN_Mex	39.1%	18.1%	25.2%	25.9%	25.4%	24.3%	23.6%	25.9%

Fuente: Elaboración propia

Para el *pool* o conjunto de empresas y años considerados, la observación más eficiente resultó ser Distribuidora de Gas del Centro en el año 2013. La última columna de la tabla presenta el promedio de los valores de eficiencia de cada empresa para el período 2010-2016, como se puede ver las empresas distribuidoras de Argentina son, en promedio, relativamente más eficientes que las de los otros países de la región.



Sólo la empresa colombiana Gas Natural Cundiboyacense (GNCB<sup>3</sup>) presenta valores de eficiencia próximos a los de Argentina.

#### 4.1.3.1.2 Análisis paramétrico - método SFA

Sobre la misma especificación del modelo anterior se aplicó la metodología de Análisis de Fronteras Estocásticas, y se calculó el cociente entre la varianza de la componente no aleatoria del término de error respecto del error total.

$$\text{Var}[u]/\{\text{Var}[u]+\text{Var}[v]\} = 0.97397 \quad [19]$$

Ese indicador arrojó un valor de 0.974 lo que significa que el componente aleatorio explica sólo un 2.6% del error de regresión, siendo el 97.4% del error atribuible a ineficiencias, en este contexto los resultados de la metodología SFA no difieren significativamente de los obtenidos mediante COLS.

#### 4.1.3.1.3 Análisis No Paramétrico (método DEA)

La metodología DEA permite calcular los porcentajes de eficiencia de las empresas analizadas a través de la resolución de un problema de programación matemática, conforme lo desarrollado en la sección 4.1.1.1.

La especificación del modelo DEA es la siguiente:

- **Insumos:** Opex ajustados por diferencia regional de salarios
- **Productos:** número de clientes y volumen de gas distribuido. La extensión de la red fue excluida como producto a los fines de tomar en consideración las mismas variables que se emplearon en el método paramétrico.
- **Orientación del Modelo:** hacia los insumos, es decir que el objetivo es la minimización de costos sujeto a la restricción de los productos clientes y volumen de gas distribuido.
- **Rendimientos de Escala:** para cumplir con la premisa de monopolio natural de las industrias de red, se asumió rendimientos “no decrecientes a escala”.

Los resultados son presentados en la siguiente tabla:

---

<sup>3</sup> Para esta empresa no se contó con información correspondiente al año 2016, en consecuencia se repitió la puntuación de eficiencia obtenida para el año 2015.

**Tabla 12: Puntuaciones de Eficiencia Modelo DEA**

DEA		Eficiencia Opex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	87.2%	91.6%	98.5%	<b>100%</b>	95.2%	81.5%	84.8%	91.2%
	Sur_Ar	89.5%	<b>100%</b>	89.3%	83.3%	89.8%	83.7%	76.4%	87.4%
	Cuy_Ar	97.2%	<b>100%</b>	<b>100%</b>	98.1%	87.1%	74.6%	77.8%	90.7%
	Met_Ar	86.2%	88.0%	88.2%	77.2%	82.7%	76.1%	73.6%	81.7%
	Ban_Ar	77.0%	83.8%	82.7%	76.9%	79.5%	73.8%	70.8%	77.8%
	Pam_Ar	72.4%	74.3%	73.8%	70.9%	72.4%	67.8%	68.4%	71.4%
BRA	CEG_Br	43.4%	48.5%	47.5%	57.8%	67.7%	67.0%	51.0%	54.7%
	Com_Br	44.6%	41.3%	43.6%	47.9%	53.3%	56.6%	63.4%	50.1%
PER	CaI_Pe	77.5%	57.7%	48.8%	41.6%	35.7%	36.1%	40.0%	48.2%
COL	GNCB_Col	<b>100%</b>	94.1%	94.4%	91.3%	85.1%	87.2%	87.2%	91.3%
	GCAR_Col	78.8%	78.4%	77.6%	80.0%	93.4%	75.9%	73.6%	79.7%
	GOR_Col	79.4%	72.8%	72.7%	74.9%	77.7%	75.9%	77.4%	75.8%
	GN_Col	75.6%	72.9%	70.9%	71.6%	68.1%	60.1%	59.7%	68.4%
MEX	GN_Mex	46.7%	21.8%	30.7%	32.6%	32.9%	31.3%	31.1%	32.4%

Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, los resultados son equivalentes a los obtenidos con la metodología COLS.

#### 4.1.3.1.4 Análisis de Consistencia

Para garantizar que las puntuaciones de eficiencia; obtenidas por diferentes metodologías, son robustas, es necesario desarrollar un análisis de consistencia de tales puntuaciones. Una medida simple del desempeño en gestión de costos operacionales es comparar el costo unitario, expresado en dólares ajustados por cliente, de las diferentes DMU.

La comparación de costos unitarios, ya sea en términos de kilómetros de red, de volumen de gas distribuido o bien de clientes, es parcial, ya que individualmente dichas variables no logran captar la verdadera dimensión escala de una empresa.

Una forma de analizar la escala del negocio, que permite considerar diferentes dimensiones al análisis del tamaño de las empresas es la metodología desarrollada por el regulador británico (OFGEM) basada en el trabajo seminal de Neuberger (1977). El autor argumenta que las industrias de red se caracterizan, en general, por la presencia de tres variables que tienen un impacto significativo en los costos del servicio:

- Número de clientes
- Volumen facturado de energía eléctrica
- Extensión de la red

Siguiendo a Neuberger (1977) el principal indicador de la escala está dado por el número de clientes, sin embargo, es frecuente encontrar empresas que, aún con un número semejante de clientes, presenten diferencias significativas en otras variables como el volumen facturado o la extensión de la red, así, a igual número de clientes, las diferencias en los costos deberían estar explicadas por las diferencias en los ratios *km de red/clientes* o *energía facturada/clientes*.

Los principios del trabajo de Neuberger fueron considerados por la autoridad reguladora de energía y gas británica (OFGEM) en el proceso de revisión tarifaria del año 1999 (4DPCR). En esa instancia la OFGEM definió el concepto de “Variable de Escala Compuesta”, CSV, usando la siguiente ecuación derivada de una función Cobb-Douglas:

$$CSV = UC \times \left( 1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right) \quad [20]$$

donde:

$CSV$  = Variable de Escala Compuesta o *Composite Scale Variable*

$UC$  = N° de clientes;

$\frac{\delta U}{U}$  = Desvío proporcional de energía facturada por cliente con relación a la media

$\frac{\delta L}{L}$  = Desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media.

$\beta$  = Peso o participación de la energía facturada por cliente

$\gamma$  = Peso o ponderación de la extensión de la red por cliente

Los valores propuestos por OFGEM para los pesos de la energía y extensión de la red por cliente son  $\beta = \gamma = 0,25$ .

Una aplicación para el sector de agua y saneamiento de los principios antes descriptos se encuentra en Mercadier *et. al.* (2016) y World Bank (2017). En estos trabajos se desarrolla un análisis de las economías de escala de la industria de agua y saneamiento, abordándose un enfoque multidimensional que permite identificar y medir economías de densidad de producción, de densidad de clientes y de escala.

En esta investigación se calcula la Variable de Escala Compuesta para cada DMU, como una variable que representa una medida de clientes equivalentes, tomando en consideración otras dimensiones de la escala de las empresas de red, que para el caso bajo análisis son la extensión de la red y el volumen de gas distribuido. La variable de escala compuesta es utilizada para calcular costos unitarios estándares a los fines de tener una referencia del desempeño relativo de las DMU.

Adoptando los mismos coeficientes o pesos empleados por OFGEM se arriba a los valores de Opex/CSV consignados en la tabla siguiente.

Como se puede ver en la tabla, la empresa Cen\_AR tiene 714.026 clientes, sin embargo la extensión de la red por cliente es un 42% superior a la media, en tanto que el volumen de gas distribuido es un 10% inferior a la media, en tal sentido el número de clientes debe ajustarse por un coeficiente de 1.08 para tener en cuenta las otras dimensiones de la escala no captadas por la variable clientes. El resultado es un total de 772.468 clientes equivalentes.

Con esta variable de clientes ajustados se puede calcular el costo unitario expresado en dólares/CSV, los valores de dicha variable tienen un rango que varía entre 71.25 usd/csv para Cen\_Ar hasta 240.15 usd/csv para GN\_Mex.

En la parte inferior de la tabla se aprecia que las empresas de Argentina son las que tienen menores costos operacionales por unidad de escala, dentro de estas empresas eficientes se debe incluir a GNCB de Colombia.

**Tabla 13: Opex/CSV**

Emp	Año	Clientes	red/cl s/media	gas/cl s/media	CSV	Coef Aj	Opex/CSV
GN_Mex	2016	1,657,025	-0.22	-0.28	1,449,584	0.87	240.15
MET_Ch	2016	548,073	-0.43	-0.60	407,985	0.74	237.71
CaI_Pe	2016	431,874	0.12	-0.11	432,724	1.00	169.73
GNSPS_Br	2016	65,737	0.59	0.51	83,878	1.28	167.78
GN_Col	2016	2,130,002	-0.62	-0.71	1,418,633	0.67	164.26
CEG_Br	2016	907,309	-0.65	0.05	771,284	0.85	157.73
Val_Ch	2016	96,864	0.10	-0.61	84,501	0.87	152.75
Com_Br	2016	1,685,261	-0.47	-0.37	1,334,859	0.79	130.12
GOR_Col	2016	290,862	-0.45	-0.90	192,631	0.66	128.78
Met_Ar	2016	2,375,314	-0.55	-0.34	1,844,544	0.78	114.24
GCAR_Col	2016	899,300	-0.07	-0.69	729,641	0.81	109.43
Ban_Ar	2016	1,608,523	-0.01	-0.41	1,437,031	0.89	103.23
GNCB_Col	2015	339,850	-0.25	-0.76	253,581	0.75	101.18
Sur_Ar	2016	663,237	0.55	0.75	878,368	1.32	97.98
Pam_Ar	2016	1,347,756	0.30	-0.12	1,409,995	1.05	91.35
Cuy_Ar	2016	577,704	0.49	0.06	657,019	1.14	78.62
Cen_Ar	2016	714,026	0.42	-0.10	772,468	1.08	71.25

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente se procedió a realizar un análisis de frontera de eficiencia con la metodología COLS, considerando como variable explicada los Opex Ajustados y como variable explicativa sólo la variable de escala compuesta. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 14: Frontera COLS – OPEX vs Escala**

Depend: Ln Opex			Independ: Ln CSV				
Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob.  z >z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-8.3122	0.766	-10.85	0.00	-9.81	-6.81	***
LCSV	0.8945	0.057	15.77	0.00	0.78	1.01	***

Note: \*\*\*, \*\*, \* ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Como se aprecia, el coeficiente de la variable de escala resultó estadísticamente significativo, presentó el signo esperado, y es consistente con las ganancias de escala propias de industrias de red.

#### 4.1.3.2 Escenario 2 Totex

El escenario 2 consiste en utilizar como variable dependiente a los costos totales (Totex), calculados como la suma de costos operacionales más los costos de capital, en lugar de sólo tomar en cuenta los costos operativos. Este escenario se plantea a los fines de evaluar si la eficiencia en Opex lograda por las empresas argentinas se realizó en base a una política de inversión agresiva o bien a costa del sacrificio de alguna dimensión del servicio.

El análisis de la eficiencia con base en Totex permite analizar los *trade-off* entre costos

operativos y costos de capital.

#### 4.1.3.2.1 Análisis paramétrico - método COLS - Totex

La especificación matemática del modelo es la de una frontera de costos, en la que la variable dependiente está dada por los costos totales calculados como la suma de costos operativos (Opex) más costos de capital (Capex).

Las variables explicativas son los productos de la actividad, siguiendo el mismo criterio que para la modelización de Opex, están dados por el número de clientes, el volumen de gas distribuido y la extensión de la red. Nuevamente, la variable extensión de la red no pudo ser incluida en el análisis ya que presentó un signo contrario al esperado, no obstante dicha problemática se subsana considerando la variable de densidad o la variable de escala compuesta.

Los puntajes de eficiencia con base en la variable Totex son los que se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 15: Eficiencia COLS Totex**

COLS		Eficiencia Totex							
País	Empresa	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
ARG	Cen_Ar	68.3%	79.9%	91.8%	<b>100%</b>	98.9%	94.6%	95.7%	89.9%
	Cuy_Ar	66.3%	75.7%	84.3%	91.3%	94.5%	88.3%	95.7%	85.2%
	Sur_Ar	62.9%	73.6%	72.4%	74.6%	85.5%	83.1%	82.4%	76.3%
	Pam_Ar	55.3%	61.3%	65.9%	68.5%	72.8%	71.3%	73.8%	67.0%
	Met_Ar	51.1%	57.1%	60.9%	57.8%	63.0%	60.8%	61.5%	58.9%
	Ban_Ar	48.0%	55.8%	59.5%	59.6%	64.1%	60.9%	60.7%	58.4%
BRA	CEG_Br	30.4%	29.3%	32.1%	36.0%	36.9%	36.5%	31.4%	33.2%
	Com_Br	20.1%	19.7%	20.4%	20.7%	21.4%	21.8%	21.8%	20.8%
PER	Cal_Pe	24.8%	24.2%	24.2%	24.9%	25.8%	27.6%	30.0%	25.9%
COL	GNCB_Col	68.2%	65.7%	64.9%	61.4%	55.6%	52.1%	52.1%	60.0%
	GOR_Col	47.7%	44.3%	42.9%	42.9%	43.0%	38.7%	38.6%	42.6%
	GN_Col	36.0%	36.5%	35.4%	35.8%	38.8%	35.9%	36.2%	36.4%
	GCAR_Col	68.8%	68.2%	64.9%	56.4%	48.5%	39.6%	32.0%	54.1%
MEX	GN_Mex	30.8%	19.3%	23.7%	23.3%	22.7%	22.1%	21.5%	23.3%

Del mismo modo que en el caso de los Opex, se puede ver que las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de los otros países de la región. Como excepción se destaca la empresa colombiana GNCB la cual presenta valores elevados de eficiencia.

De igual modo, para los Totex se estimó la frontera de eficiencia considerando como variable explicativa la variable de escala compuesta (CSV), obteniéndose los resultados de la tabla siguiente:

**Tabla 16: Modelo Totex vs CSV**

Variables	Coef.	Std. Error.	z	Prob.  z >z*	95% Interv.		Signif.
					Lower	Upper	
Constant	-8.0385	1.004	-8	0.00	-10.01	-6.07	***
LCSV	0.9058	0.074	12.18	0.00	0.76	1.05	***

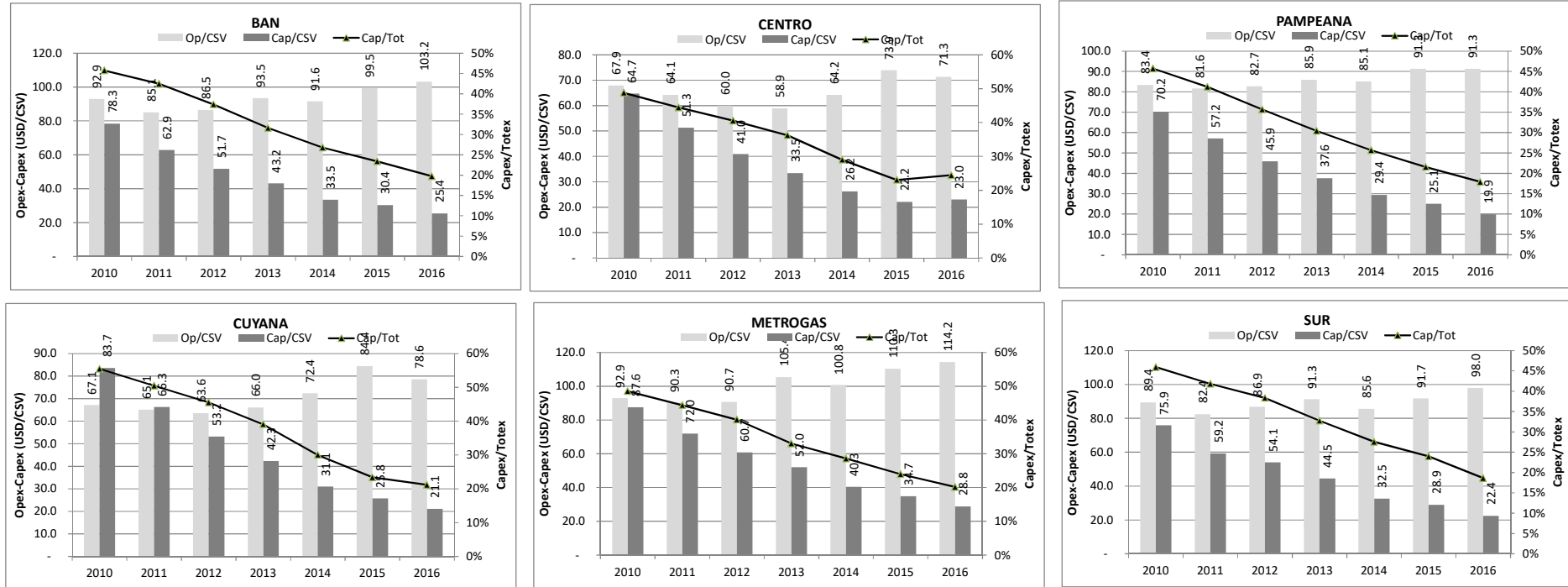
Note: \*\*\*, \*\*, \* ==> Significance at 1%, 5%, 10% level.

Un punto importante a destacar es que el costo de capital de Argentina, al momento de esta investigación, es 5 puntos porcentuales superior al del resto de los países de la región. Esta situación afecta negativamente la eficiencia de las empresas argentinas, no obstante ello las empresas argentinas aparecen como eficientes, por lo que se podría concluir que la eficiencia (en Opex y Totex) de las distribuidoras de Argentina se obtuvo a través de una marcada desinversión.

#### 4.1.3.3 Análisis por Indicadores Claves (KPI)

En esta sección se analiza la evolución de los costos unitarios (Opex y Totex) para las empresas de Argentina. La figura siguiente presenta en barras de color gris claro la evolución de los Opex unitarios, en barras de color gris oscuro la evolución de los Capex unitarios, y en línea negra el ratio Capex/Totex.

**Figura 1: Valores unitarios empresas argentinas**



Fuente: Elaboración propia

Como lo muestra la figura anterior, las empresas argentinas experimentaron un incremento sostenido en los costos operacionales unitarios, esta situación y el contexto de congelamiento tarifario obligaron a las empresas a realizar los ajustes a través de otra variable, específicamente se dio una marcada desinversión, al punto que la relación capex/totex cayó casi a la mitad en todas las empresas, pasando de 50% promedio a valores levemente superiores a 20%.

#### 4.1.4 Consideraciones Finales Respecto a la Eficiencia

De los apartados anteriores resultan las siguientes consideraciones:

**Eficiencia en Opex:** al analizar la eficiencia de las empresas de la región latinoamericana tomando como variable explicada los costos operacionales (Opex) se puede ver que las empresas argentinas resultan relativamente más eficientes. En este sentido se puede concluir que la “Ley del látigo”, dada por el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública, obligó a las empresas de Argentina a volverse eficientes reduciendo al mínimo posible los costos de operación.

**Eficiencia en Totex:** al analizar la eficiencia en Totex, incorporando los costos de capital, se observa que nuevamente las empresas argentinas son relativamente más eficientes. Si se tiene en cuenta que la tasa de remuneración del capital de Argentina es superior a las del resto de los países de la región por alrededor de 5 puntos porcentuales, se debe concluir que la eficiencia de las empresas argentinas está basada en una fuerte desinversión. En este sentido, la ley del látigo generó un mecanismo perverso que obligó a las empresas a desinvertir (no renovar la depreciación anual de su activo).

**Ajuste en la calidad:** en la industria del gas, particularmente en el segmento de distribución de gas natural existen muy pocas variables asociadas a la calidad del servicio que puedan ser “gerenciadas” por las distribuidoras; por ejemplo el número de interrupciones del servicio debe ser reducido al mínimo ya que los costos de inspecciones y verificaciones de instalaciones para las reconexiones son significativos<sup>4</sup>. Por lo anterior, la variable relevante de calidad del servicio es la inversión, y asociado a dicha variable el grado de cobertura y las factibilidades de conexión otorgadas a nuevos usuarios. Así la calidad del servicio se vio reducida, lo cual demuestra que la ley del látigo provocó un mecanismo perverso reflejado en la no renovación de activos físicos durante el período analizado.

**Análisis de escala:** si bien la variable de costos de capital (Capex) para las distintas empresas fue estimada con base en criterios regulatorios uniformes, los que no necesariamente reflejan con exactitud el costo real asumido por las empresas, del análisis de escala, se puede ver una correlación negativa entre escala de la empresa y costos unitarios totales.

---

<sup>4</sup> Esta situación no ocurre en el caso de la distribución de energía eléctrica, donde los marcos regulatorios establecen parámetros de calidad con base en los indicadores de *duración* y *frecuencia* de las interrupciones del servicio, a través de los indicadores SAIDI (System Average Interruption Duration Index) y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) respectivamente.



## 4.2 Estudio de Impacto Regulatorio sobre la Rentabilidad

### 4.2.1 Marco Teórico

El análisis del impacto de las medidas de política regulatoria sobre la rentabilidad del sector se aborda desde un enfoque comparativo del tipo “antes” vs “después”, en el que el hito que determina la segmentación de la muestra es la sanción de la Ley 25.561/2002 de Emergencia Pública, que dispone la pesificación de las tarifas de los contratos y elimina las cláusulas de ajuste indexatorio en dólares.

Para determinar si la sanción de dicha Ley afectó o no a la rentabilidad del sector se aplica el test de diferencias de medias sobre un conjunto de indicadores financieros y comerciales, para verificar si las medias de dichos indicadores, para dos submuestras (antes de la Ley de Emergencia Pública vs. después de la Ley) son estadísticamente diferentes<sup>5</sup>.

La aplicación del test estadístico de diferencia de medias se puede sistematizar en las siguientes actividades:

- Se especifica una hipótesis nula ( $H_0$ ). En la mayoría de los casos se propone que las medias de las dos poblaciones son iguales y se establece la hipótesis alternativa unilateral o bilateral.
- Se especifica un nivel de significación  $\alpha$ .
- Se calcula el *p-value* o potencia de la prueba, es decir la probabilidad de obtener datos cuyas medias muestrales sean diferentes, aun cuando  $H_0$  sea verdadera. Si esta probabilidad es pequeña (menor que  $\alpha$ ) se rechaza  $H_0$  y se concluye que la diferencia observada no es atribuible al azar y las medias de las dos poblaciones son diferentes.

El estadístico del test depende de la estructura de los conjuntos de datos. Así, en función del tamaño y estructura de la muestra, y de si las varianzas muestrales son conocidas o no, se aplican estadísticos con diferentes especificaciones.

Para el caso en que las varianzas poblacionales son desconocidas y se suponen distintas, el test para la hipótesis nula  $H_0: \mu_X - \mu_Y = \delta$  está basado en el Estadístico del test de Welch (1947).

$$T^* = \frac{(\bar{X} - \bar{Y}) - (\delta)}{\sigma \sqrt{\frac{s_X^2}{n} + \frac{s_Y^2}{m}}} \sim t_v \quad [21]$$

Este estadístico fue propuesto por Welch–Satterthwaite quienes demostraron que tiene una distribución t de Student con  $v$  grados de libertad aprox. cuando  $H_0$ .  $\mu_X - \mu_Y = \delta$  es verdadera.

El parámetro  $v$  es siempre menor que  $n+m-2$  y se calcula como la parte entera de la siguiente expresión:

---

<sup>5</sup> Otro enfoque alternativo es la realización de un test de quiebre estructural; sin embargo, el número de observaciones es relativamente limitado (19 observaciones anuales -1998-2016) para el desarrollo de dicho test.

$$v = \text{parte entera} \left( \frac{\left( \frac{s_x^2}{n} + \frac{s_y^2}{m} \right)^2}{\frac{s_x^4}{n^2(n-1)} + \frac{s_y^4}{m^2(m-1)}} \right) \quad [22]$$

La única diferencia que tiene un test basado en el estadístico  $T^*$  con el test  $t$  para dos muestras independientes consiste en que su distribución es  $t$  aproximada y los grados de libertad  $v$  se obtienen mediante el cálculo dado en la ecuación anterior.

#### 4.2.2 Definición de los indicadores sectoriales

En la presente sección se desarrolla un análisis detallado de cada uno de los indicadores sectoriales calculados, sobre los que se aplica el test de diferencias de medias.

##### Margen Operacional (MO)

Se calcula como el cociente entre EBIT (utilidad antes de intereses, e impuestos) e Ingresos Operacionales:

$$MO = \frac{EBIT}{\text{Ingresos Operacionales}} \quad [23]$$

##### Retorno sobre Activos No Corrientes (ROANC)

Este indicador se calcula como el cociente entre EBIT y los activos no corrientes. Esta medida es comparable con la tasa de costo de capital ya que indica la rentabilidad sobre el capital físico invertido:

$$ROAN = \frac{EBIT}{\text{Activos No Corrientes}} \quad [24]$$

##### Retorno sobre Patrimonio (ROE)

Este indicador es calculado como el cociente entre EBIT y el patrimonio neto:

$$ROE = \frac{EBIT}{\text{Patrimonio Neto}} \quad [25]$$

Representa la rentabilidad antes de impuestos que queda en manos de los accionistas.

##### Nivel de Endeudamiento (NE)

Este indicador es calculado como el cociente entre pasivo total y activo total (%):

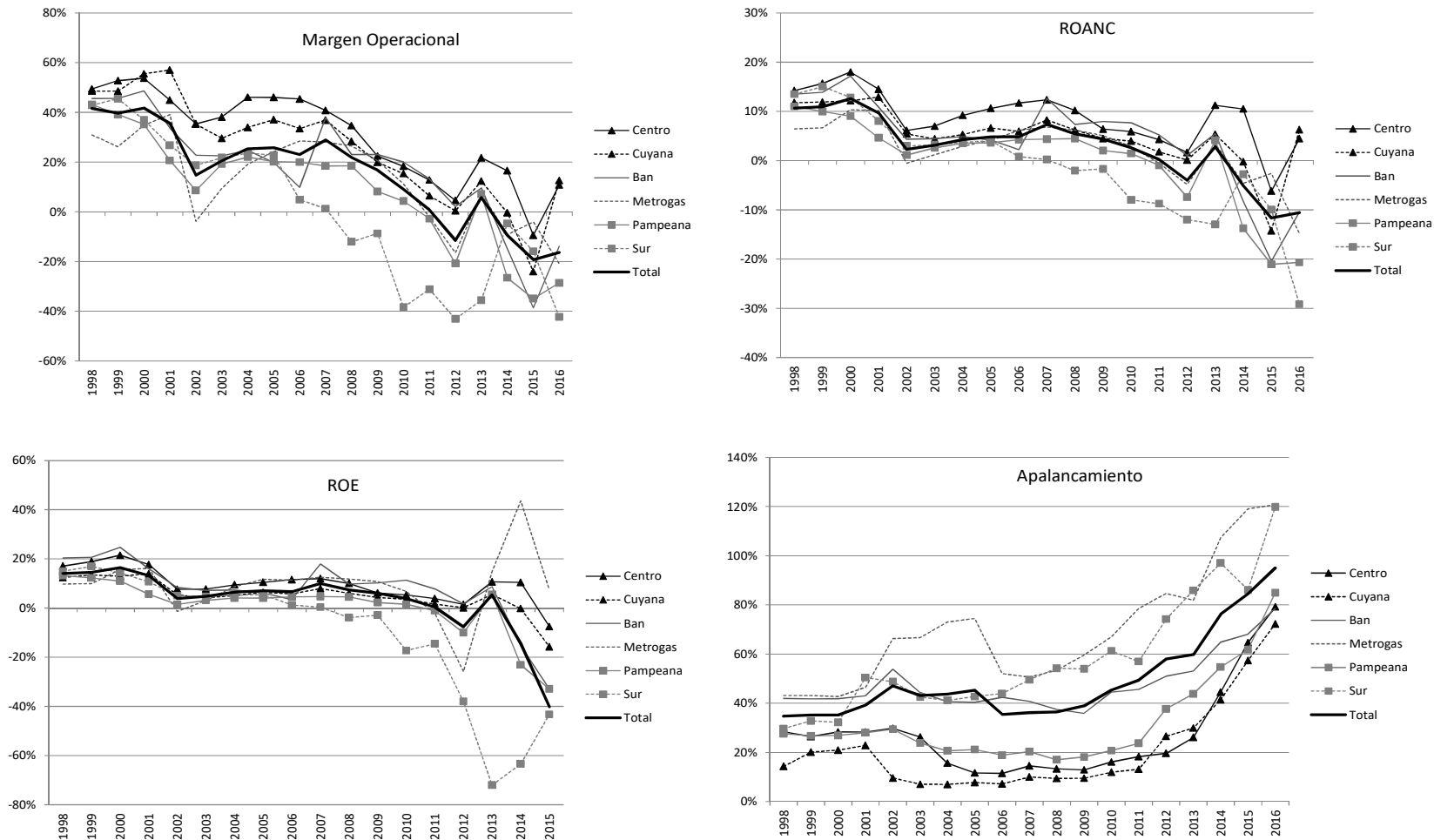
$$NE = \frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \quad [26]$$

En la figura siguiente se presenta la evolución de los indicadores financieros, al respecto se presentan las siguientes consideraciones:

- **Margen Operacional (MO):** se observa un continuo deterioro a lo largo de todo el período de análisis. A nivel general el indicador se torna negativo a partir del año 2012. Respecto del desempeño específico de cada una de las distribuidoras, Centro y Cuyana muestran una mejor performance a lo largo de todo el período. Por el contrario Sur presenta el menor índice de margen operacional, incluso con valores negativos desde el año 2008.

- **Retorno sobre Activos No Corrientes (ROANC):** El indicador al inicio del período de análisis presenta un valor promedio superior al 10%. Este valor está en línea con la tasa de costo de capital aprobada por el ENARGAS en la primer revisión quinquenal de tarifas (RQT I). Sin embargo, a lo largo de todo el período de análisis, se puede ver una marcada reducción en la rentabilidad de las empresas.
- **Retorno sobre Patrimonio (ROE):** se aprecia una mejora significativa en el indicador de Metrogas para los años 2014 y 2015, sin embargo la verdadera razón de dicha mejora es que en esos años el Patrimonio Neto se volvió negativo.
- **Nivel de Endeudamiento (NE):** se mantuvo relativamente estable durante el período 1998-2008. De allí en adelante hay un marcado incremento del ratio de endeudamiento para todas las empresas analizadas. A nivel comparativo, las empresas con menor ratio de endeudamiento son las distribuidoras de gas Centro y Cuyana.

Figura 2: Resumen Indicadores Financieros



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

#### 4.2.2.1 Valor Económico Agregado

El Valor Económico Agregado (EVA por su sigla en inglés), es una medida de la creación o destrucción de valor. El razonamiento detrás del EVA es que el inversor, para destinar fondos al desarrollo de la actividad, debe recibir como mínimo la misma rentabilidad que recibiría en inversiones de riesgo similar con sus colocaciones en los mercados de capitales. Si ello no es posible, aunque la firma obtenga beneficios o flujos de caja positivos, en verdad estaría destruyendo valor, ya que no recuperaría el costo de oportunidad.

El EVA se calcula como el resultado antes de intereses menos el costo de capital invertido para generar dicho resultado.

$$EVA = (ROIC - WACC) \times IC \quad [27]$$

en que

*ROIC*: rentabilidad sobre el capital invertido

*WACC*: tasa de costo promedio ponderado de capital

*IC*: capital invertido

El cálculo de cada uno de los componentes de la fórmula anterior se presenta a continuación:

**Capital Invertido (IC)**: está constituido por el valor invertido para el desarrollo de las operaciones propias de la empresa. Se determina como la suma de los fondos aportados por los accionistas (fondos propios), más los fondos de los tenedores de instrumentos de deuda.

$$IC = PNC + Pat. Neto \quad [28]$$

en que

*PNC*: Pasivo No Corriente, considerado como una *proxy* de las deudas financieras, representa el capital de terceros.

*Pat. Neto*: Patrimonio Neto, representa el aporte de capital del accionista.

**Rentabilidad sobre el Capital Invertido (ROIC)**:

$$ROIC = \frac{NOPAT}{IC} \quad [29]$$

donde:

*NOPAT*: resultado neto después de impuestos

$$NOPAT = EBIT \times (1 - T) \quad [30]$$

en que:

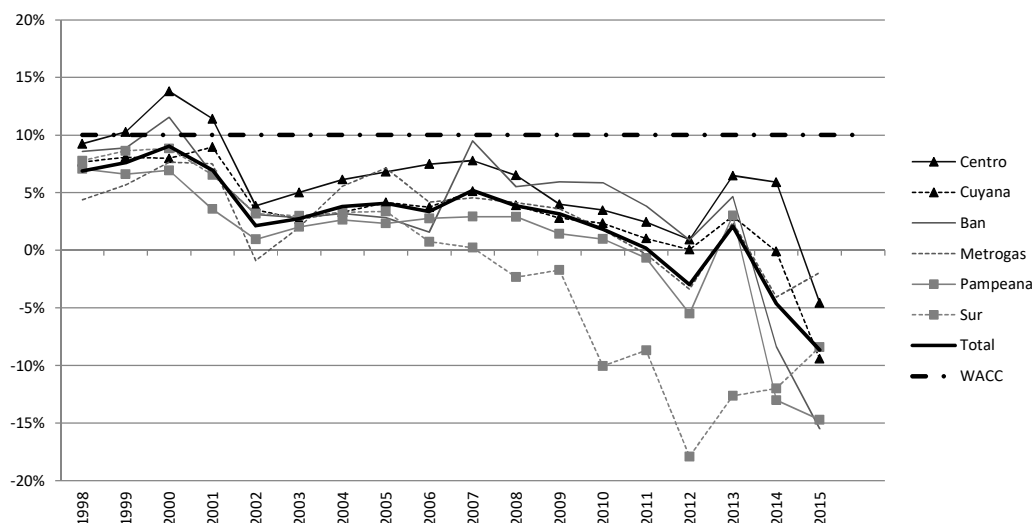
*EBIT* : resultado antes de intereses e impuestos

*T* : alícuota impositiva

**Costo de Capital (WACC)**: costo promedio ponderado del capital calculado conforme la metodología especificada en la sección 4.1.2.2.2. que arroja un resultado de 10% real después de impuestos.

La figura siguiente muestra la evolución de la rentabilidad generada por las empresas distribuidoras de gas de Argentina en comparación con el costo de oportunidad del capital (WACC).

**Figura 3: Rentabilidad vs Costo de Oportunidad del Capital**



Fuente: Elaboración propia con base en información contable de las empresas

Se puede ver la brecha existente entre la tasa de costo de oportunidad del capital calculado para la distribución de gas natural en 10% y la rentabilidad obtenida por las distribuidoras. Hasta el año 2011 las empresas distribuidoras, en promedio, obtienen una rentabilidad positiva, sin embargo dicha rentabilidad es inferior al costo de oportunidad del capital a lo largo de todo el período de análisis, en consecuencia, durante prácticamente todo el período de análisis se está produciendo destrucción de valor económico.

#### 4.2.2.2 Viabilidad sectorial

A los fines de evaluar si las medidas de política repercutieron significativamente en ciertos aspectos claves asociados tanto a las variables físicas, como el nivel de cobertura, la confiabilidad y seguridad de suministro, etc., como a los costos unitarios del servicio, se analiza la evolución del número de usuarios, el volumen de gas distribuido, niveles de inversión y los costos unitarios de prestación del servicio.

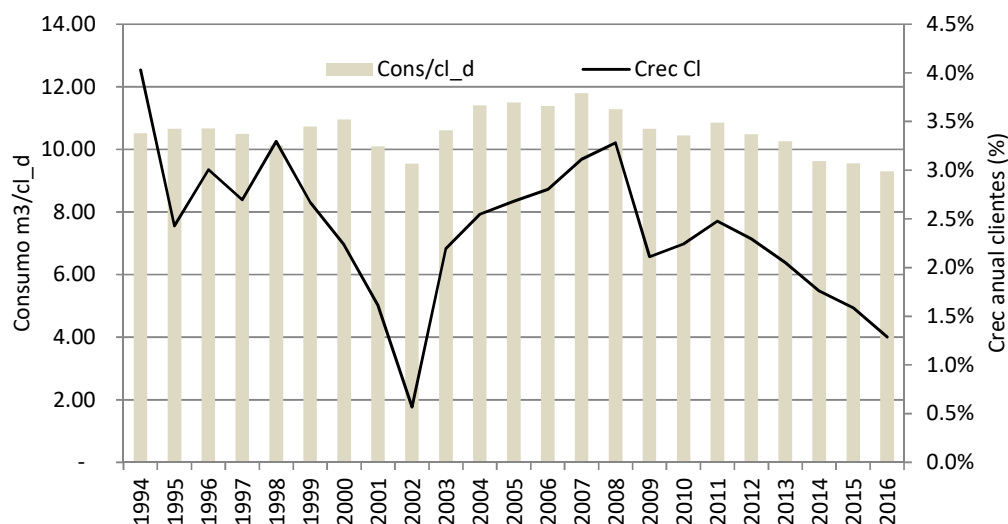
##### 4.2.2.2.1 Número de consumidores y consumo por cliente

En la mayoría de las industrias reguladas bajo un esquema de precio máximo el incentivo a la eficiencia viene dado por la posibilidad que tienen las empresas de apropiarse de parte<sup>6</sup> de las

<sup>6</sup> La fórmula generalmente aplicada en los esquemas regulatorios de precio máximo para el ajuste anual de las tarifas es la conocida como RPI-X donde RPI es el índice de precios minorista de los Estados Unidos, y X es el factor de eficiencia productiva. Este factor X es el traspaso de la ganancia de eficiencia de las empresas hacia los consumidores, vía reducción de tarifa real, por ende el incentivo regulatorio a la eficiencia para las empresas es

ganancias de eficiencia. En el caso de la distribución de gas natural en Argentina, por el contrario, se tiene que las empresas distribuidoras se vieron con una política regulatoria de congelamiento tarifario y aun así, durante un período prolongado mantuvieron márgenes operacionales positivos. La figura siguiente muestra que una variable de ajuste que pudo haber sido utilizada para mantener los márgenes es el número de factibilidades de conexión otorgadas a los nuevos clientes.

**Figura 4: Viabilidad Sectorial**



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS – Datos Operativos de Mercado

#### 4.2.2.2.2 Opex por Cliente

La figura siguiente presenta la evolución de los costos unitarios, expresados en dólares del año 2016 por unidad de escala o cliente equivalente.

Se pueden ver dos períodos marcadamente diferentes:

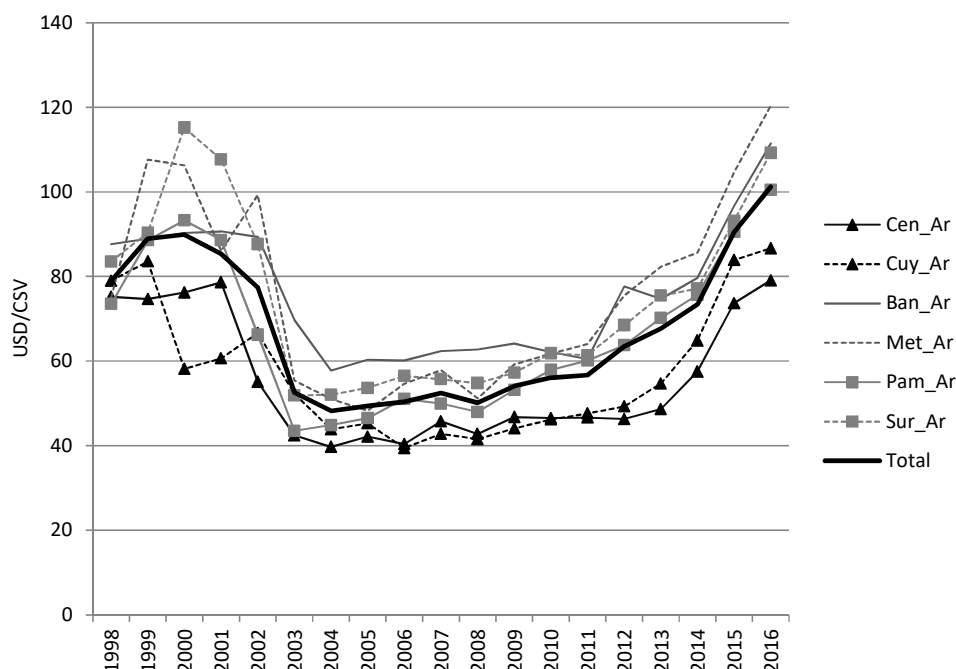
En el primer período 1998-2002, se da una tendencia decreciente para todas las empresas, esta tendencia puede ser explicada por la política regulatoria de incentivo Price-cap instaurada a inicios de la década de los 90. Cabe recordar que para el año 1998 se realizó la primera revisión quinquenal de tarifas (RQTI). Es probable que las empresas incrementaran sus costos por clientes a fines del primer ciclo tarifario (1993-1998) con la esperanza de un mayor reconocimiento tarifario; sin embargo a partir de 1998 las empresas se vieron obligadas a incrementar su eficiencia para mantener los márgenes de rentabilidad.

El segundo período, que inicia a partir del año 2003 se caracteriza por tener costos unitarios continuamente crecientes, este comportamiento puede deberse al agotamiento del margen de

obtener ganancias de eficiencia mayores a X para poder apropiarse de dicho excedente.

maniobra de las empresas para reducir los costos, es decir, no se verifican nuevas eficiencias potenciales para costos operacionales en dicho período.

**Figura 5: Opex por cliente**



Fuente: Elaboración propia con base en ENARGAS y Balances de las empresas

#### 4.2.2.2.3 Capex por Cliente

En una industria madura, con tarifas definidas periódicamente con criterios económicos, la contracara de la evolución de los costos operacionales es la evolución de los gastos de capital (Capex). Esto significa que, para que las empresas logren reducir los costos operacionales y obtengan eficiencias sobre dicha variable es necesario contar con un programa de inversiones estable en el tiempo.

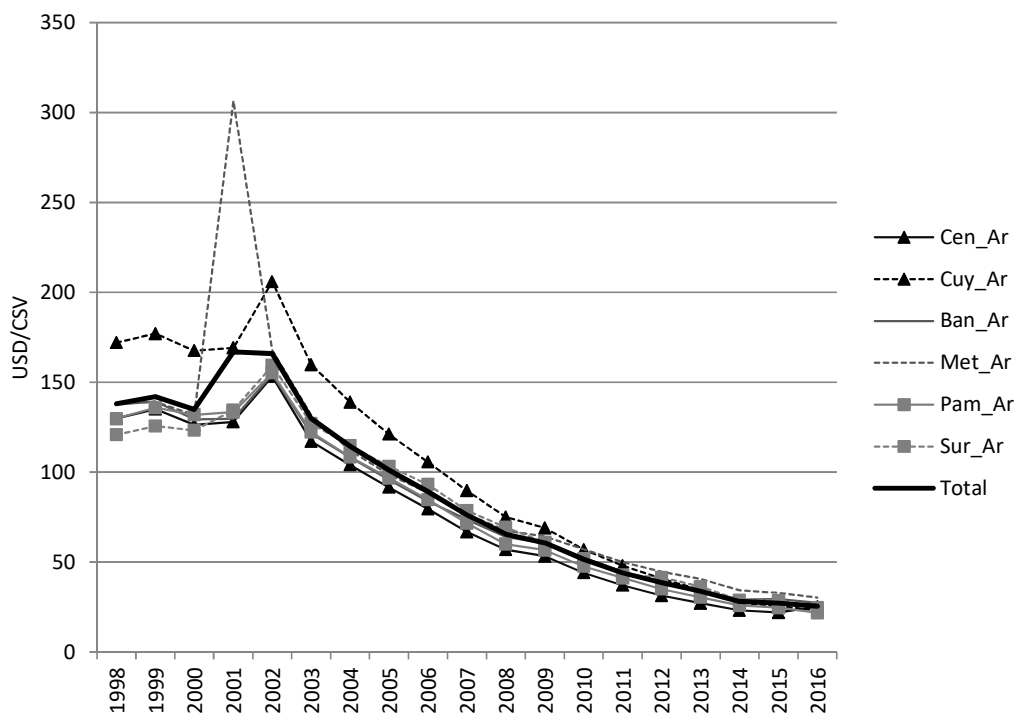
La figura siguiente muestra la variable Capex para las seis distribuidoras argentinas analizadas.

Los Capex se mantuvieron relativamente estables e incluso se incrementaron en el período 1998-2002, comportamiento esperado en un esquema regulatorio por incentivo, dado que se espera que las empresas reguladas realicen los programas de inversión necesarias, adecuadamente remunerados, para mantener el sistema operando en forma eficiente, reduciendo el costo de operación medio.

Sin embargo, en el segundo período la tendencia de la variable Capex es continuamente decreciente. El argumento que justifica esta tendencia es el siguiente: a partir del año 2002 se da el proceso de congelamiento tarifario, sin embargo durante dicho período los costos operacionales se incrementaron continuamente; por lo tanto, para mantener los márgenes de rentabilidad las empresas se vieron obligadas a reducir las inversiones (Capex). La reducción de la inversión llevó, en una segunda ronda, a que no se generen eficiencias en los Opex, y así se inició una especie de espiral o círculo vicioso de incremento de Opex y reducción de inversiones.



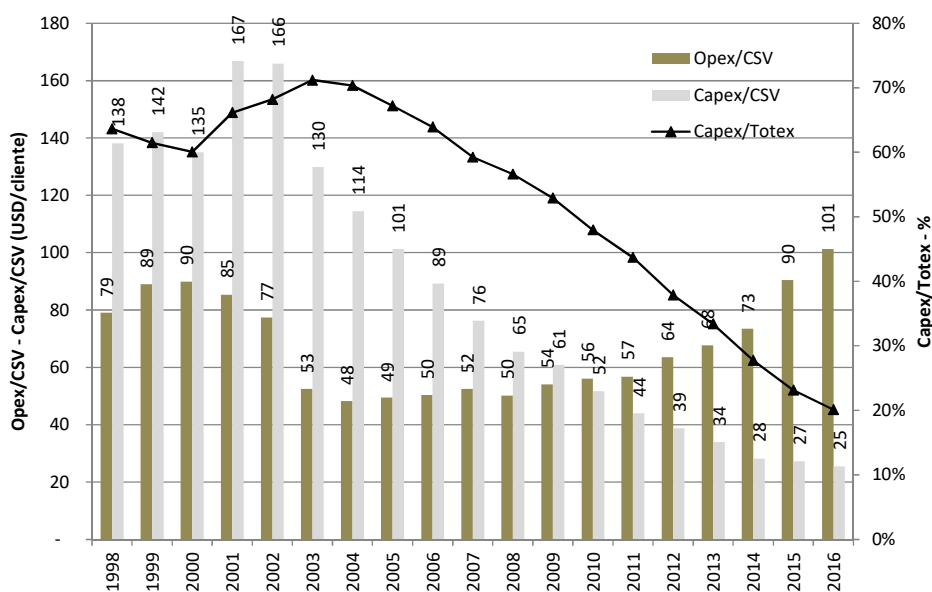
Figura 6: Capex por Cliente



Fuente: Elaboración propia

En otro tipo de industrias se suele recurrir a una reducción de la calidad de los productos o servicios, pero la industria de distribución de gas natural no cuenta con esta posibilidad y sólo puede ajustar las inversiones o las factibilidades de conexión a nuevos usuarios.

Figura 7: Opex y Capex por CSV



Fuente: Elaboración propia

Como se puede ver, a nivel sectorial, durante el período analizado el costo de capital pasó de representar un 70% del costo total en el año 2003 a representar apenas un poco más de 20% en el año 2016.

#### 4.2.3 Análisis de Diferencia de Medias

Para aplicar el análisis de diferencias de medias se conformaron series con los principales indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial antes definidos; el período de análisis es el comprendido entre los años 1998 y 2016. La tabla siguiente presenta la base de datos utilizada para el test.

**Tabla 17: Resumen indicadores de sostenibilidad y viabilidad sectorial**

Submuestr.	Año	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1	1998	42%	11%	14%	64%	35%	-3.1%	79.0	138.1
1	1999	40%	11%	15%	67%	35%	-2.4%	88.9	142.0
1	2000	42%	13%	16%	73%	35%	-1.0%	89.9	135.0
1	2001	36%	10%	13%	57%	39%	-3.0%	85.4	166.9
1	2002	15%	2%	4%	29%	47%	-7.9%	77.4	166.0
2	2003	21%	3%	5%	31%	43%	-7.3%	52.5	129.9
2	2004	25%	4%	6%	33%	44%	-6.2%	48.2	114.4
2	2005	26%	5%	7%	33%	45%	-5.9%	49.4	101.2
2	2006	23%	5%	7%	52%	35%	-6.6%	50.4	89.3
2	2007	29%	7%	10%	61%	36%	-4.8%	52.4	76.2
2	2008	22%	5%	7%	58%	36%	-6.1%	50.2	65.5
2	2009	17%	4%	6%	57%	39%	-6.8%	54.1	60.8
2	2010	9%	3%	4%	52%	45%	-8.2%	56.1	51.7
2	2011	1%	0%	0%	50%	49%	-9.8%	56.7	44.0
2	2012	-12%	-4%	-8%	48%	58%	-13.0%	63.5	38.7
2	2013	6%	3%	5%	63%	60%	-7.9%	67.7	33.9
2	2014	-9%	-5%	-14%	47%	76%	-14.6%	73.4	28.2
2	2015	-19%	-12%	-40%	38%	85%	-18.6%	90.5	27.2
2	2016	-16%	-11%	-88%	28%	95%	-23.0%	101.2	25.5

Fuente: Elaboración propia

Para dicho horizonte de análisis se definieron dos submuestras, para los períodos correspondientes a 1998-2002 y 2003-2016, respectivamente. Se escogió el año 2002 como límite para dividir las submuestras dado que fue el primer año de promulgación de la Ley de Emergencia Pública, de esta forma se analiza el impacto de la política de congelamiento tarifario (Ley del látigo) sobre los principales indicadores financieros y de viabilidad sectorial de las distribuidoras de gas de Argentina.

En este contexto se desarrolló un análisis de diferencias de medias a los fines de identificar si las dos submuestras corresponden a poblaciones diferentes, es decir si se produjo un cambio estadísticamente significativo en las medias de las variables entre los dos períodos analizados. Se desarrolló la metodología considerando el supuesto de que las varianzas poblacionales son desconocidas y distintas, de esta forma se obtienen los siguientes resultados.

**Tabla 18: Test de diferencias de medias resultados – varianzas desconocidas distintas**

Submuestra	Estadístico	EBIT / Ing Oper.	EBIT / ANC	EBIT / Pat. Neto	CDI	Pas. Tot / Act. Tot	EVA	Opex / CSV	Capex / CSV
1	Media	0.35	0.09	0.12	0.58	0.38	(0.03)	84.12	149.60
1	Desvest	0.11	0.04	0.05	0.17	0.05	0.03	5.70	15.57
2	Media	0.09	0.01	(0.07)	0.47	0.53	(0.10)	61.88	63.32
2	Desvest	0.17	0.06	0.27	0.12	0.19	0.05	16.27	34.28
T-student	<i>T-Student</i>	<b>3.80</b>	<b>3.55</b>	<b>2.53</b>	<b>1.38</b>	<b>-2.68</b>	<b>3.46</b>	<b>4.41</b>	<b>7.50</b>
T-student	<i>T-Crítico</i>	<b>2.20</b>	<b>2.20</b>	<b>2.13</b>	<b>2.57</b>	<b>2.11</b>	<b>2.13</b>	<b>2.11</b>	<b>2.12</b>
	<i>Prob 2 Colas</i>	<b>0.003</b>	<b>0.005</b>	<b>0.023</b>	<b>0.226</b>	<b>0.016</b>	<b>0.003</b>	<b>0.000</b>	<b>0.000</b>
	<i>Decisión</i>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Acepta H0</b>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Rechaza H0</b>	<b>Rechaza H0</b>

Del análisis de los resultados se puede ver que, el test rechaza la hipótesis nula de igualdad entre las medias de las submuestras para todas las variables analizadas, excepto para la cobertura de deuda con ingresos (CDI). Es decir el test refuta la hipótesis de que las medias poblacionales de las dos submuestras son iguales, por lo tanto se puede asumir que hay una diferencia significativa en las condiciones de prestación de los servicios entre ambos períodos.

En síntesis, los resultados del test de diferencias de medias muestran que se produjo un cambio significativo en las condiciones de prestación de los servicios de distribución de gas natural, a raíz de la promulgación de la Ley de Emergencia Pública. Es decir, la política regulatoria de la Ley del látigo afectó la rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas natural en Argentina.

## 5 CONCLUSIONES

El objetivo del estudio consistió en identificar el impacto que la política regulatoria generó sobre la rentabilidad y eficiencia de las empresas distribuidoras de gas argentinas.

El análisis de eficiencia se abordó mediante la realización de un estudio de *benchmarking* internacional, a través de diferentes especificaciones de fronteras de eficiencia a los fines de determinar si el congelamiento tarifario derivado de la Ley de Emergencia Pública generó los incentivos suficientes para que las empresas argentinas se ubiquen próximas a la frontera de eficiencia. Por otra parte el análisis de rentabilidad se abordó desde la óptica de los estudios de impacto regulatorio, los que pretenden evaluar el impacto de ciertos instrumentos regulatorios sobre una serie de variables objetivo.

En cuanto a los resultados de eficiencia, las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de otros países de Latinoamérica.

La aplicación de la metodología de fronteras estocásticas (SFA) si bien permite abrir el término de error en los componentes aleatorios e ineficiencia, le asigna muy poco peso al componente aleatorio, por lo que las conclusiones obtenidas con el método COLS no cambian sustancialmente con el método SFA.

En lo referente a la eficiencia en Totex, se puede ver que las empresas de Argentina son relativamente más eficientes que las empresas de los otros países de la región. Si se toma en consideración que el costo de capital de Argentina es 5 puntos porcentuales superior al del resto de los países de la región se puede concluir que la eficiencia (en Opex y Totex) de las distribuidoras de Argentina se obtuvo a través de una marcada desinversión.

En cuanto al análisis del impacto de las medidas de política regulatoria sobre la rentabilidad del sector, el enfoque aplicado fue del tipo “antes” vs “después”, en el que el hito que determina la segmentación de la muestra es la sanción de la Ley 25.561/2002.

Del análisis se verifica que hasta el año 2011 las empresas distribuidoras, en promedio, obtienen una rentabilidad positiva, sin embargo dicha rentabilidad es inferior al costo de oportunidad del capital a lo largo de todo el período de análisis. En consecuencia, durante prácticamente todo el período de análisis, se dio un proceso de destrucción de valor económico.

En lo que respecta a la dimensión viabilidad sectorial, se observa que, en el período de análisis, se redujo el número de nuevos clientes o factibilidades, a la vez que el consumo por cliente también se redujo.

En lo que respecta a las variables Opex/cliente y Capex/cliente, el fenómeno que se observa es que, a partir del año 2002 se da el proceso de congelamiento tarifario, sin embargo durante el período de análisis, los costos operacionales se incrementaron continuamente, por lo tanto para mantener los márgenes de rentabilidad las empresas se ven obligadas a reducir las inversiones (Capex), esta reducción de inversiones retroalimenta la ineficiencia en Opex, iniciando así una especie de espiral o círculo vicioso de incremento de Opex y reducción de inversiones.

La Ley del látigo aplicada a las empresas distribuidoras de gas natural en Argentina tuvo una serie de efectos sobre la eficiencia y la rentabilidad de las empresas. Así las empresas argentinas, para el período analizado, resultaron relativamente más eficientes que el resto de las empresas de la región latinoamericana. Esta mayor eficiencia se dio tanto en costos operacionales (Opex), como en costos totales (Totex), los que incluyen los costos de capital. Esta eficiencia no se vio trasladada hacia una mayor rentabilidad de las empresas argentinas, por el contrario, fue la caída en los márgenes de rentabilidad la que obligó a las empresas argentinas a tornarse más eficientes. Una vez que se explotaron todas las ganancias de eficiencia posibles, el ajuste, para mantener los márgenes, se trasladó hacia la viabilidad sectorial en la forma de una reducción en el número de factibilidades otorgadas a los nuevos clientes, como así también en una política de desinversión general de la industria. Por otra parte, cabe destacar que durante todo el período de análisis se evidenció un proceso de destrucción de valor agregado.

## 6 BIBLIOGRAFÍA

- Aigner, D. J., & Chu, S. F. (1968). “On Estimating the Industry Production Function”. *American Economic Review*, 58(4), 826-839.
- Aigner, D. J., Lovel, C. A., & Schmidt, P. (1977). “Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models”. *Journal of Econometrics*, 6, 21-37.
- Álvarez, A. (2001). *La medición de la eficiencia y la productividad*. World Bank Institute.
- Amirteimoori, A., Despotis, D., & Kordrostami, S. (2012). “Variables reduction in data envelopment analysis”. *Optimization*, 63(5), 735-745.
- Bauer, P., Berger, A., Ferrier, G., & Humphrey, D. (1998). “Consistency Conditions for Regulatory Analysis of Financial Institutions: A Comparison of Frontier Efficiency Methods”. *Journal of Economics and Business*, 50, 85-114.
- Brown, A. C., Stern, J., Tenenbaum, B., & Gencer, D. (2006). *Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems*. The World Bank.
- Charnes, A., Cooper, W., & Rhodes, E. (1978). “Measuring the Efficiency on Decision Making Units”. *European Journal of Operational Research*, 1978(1), 429-444.
- Christensen, L., Jorgenson, D., & Lau, L. (1973). “Transcendental Logarithmic Production Frontiers”. *The Review of Economics and Statistics*, 28-45.
- Coelli, T., & Perelman, S. (1999). “A comparison of parametric and non-parametric distance functions: With application to European railways”. *European Journal of Operational Research*, 326-339.
- Coelli, T., Rao, D., & Battese, G. (1998). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis*. Kluwer Academic Publishers.
- Coelli, T., Rao, D., Battese, G., & O’Donell, C. (2005). *An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis* (2.<sup>a</sup> ed.). Springer. USA.
- Decreto 180 de 2004, (2004). Poder Ejecutivo Nacional. Boletín Oficial de la República Argentina, N° 30.340. Fecha 16 de febrero de 2004.
- Decreto 181 de 2004, (2004). Poder Ejecutivo Nacional. Boletín Oficial de la República Argentina, N° 30.340. Fecha 16 de febrero de 2004.
- Erbetta, F., & Rappuoli, L. (2008). “Optimal scale in the Italian gas distribution industry using data envelopment analysis”. *The International Journal of Management Science*, 36, 325-336.
- Ertürk, M., & Türüt-Asik, S. (2011). “Efficiency analysis of Turkish natural gas distribution companies by using data envelopment analysis method”. *Energy Policy*, 39, 1426-1438.
- Farrell, M. J. (1957). “The measurement of productive efficiency”. *Journal of the Royal Statistics Society*, 120, 253-281.
- Farsi, M., Filippini, M., & Kuenzle, M. (2007). “Cost efficiency in the Swiss gas distribution sector”. *Energy Economics*, 29, 64-78.
- Mercadier, A. C., Ferro, G. & Cont, W. (2016). “Economies of scale in the water and sanitation sector of Peru”. *Journal of Productivity Analysis*, 45(2), 215-228.

- Fried, H., Lovell, K., & Schmidt, S. (2008). *The Measurement of Productive Efficiency and Productivity Growth*. Oxford University Press.
- Greene, W. (2000). *Simulated Likelihood Estimation of the Normal-Gamma Stochastic Frontier Function*. Stern School of Business, New York University. Disponible en [www.stern.nyu.edu](http://www.stern.nyu.edu)
- Greene, W. (2005). “Reconsidering heterogeneity in panel data estimators of the stochastic frontier model”. *Journal of Econometrics*, 126, 269-303.
- Harrington, W., & Morgenstern, R. (2004). *Evaluating Regulatory Impact Analyses*. Resources for the Future. Washington D.C. Discussion Paper 04-04
- Hollas, D., Macleod, K., & Stansel, S. (2002). “A Data Envelopment Analysis of Gas Utilities’ Efficiency”. *Journal of Economics and Finance*, 26(2).
- Kataoka, M. (2016). *Interprovincial efficiency differentials in Indonesia’s pre-and post-crisis economy*. College of Business, Rikkyo University. Tokyo, Japan.
- Ley 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario, Pub. L. No. 25561 (2002). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 29.810. Fecha 07 de febrero de 2002.
- Liu, T. (2011). “Local monopoly, network effects and technical efficiency – evidence from taiwan’s natural gas industry”. *Global journal of business research*, 5(1).
- Lo Storto, C. (2018). “A Nonparametric Economic Analysis of the US Natural Gas Transmission Infrastructure: Efficiency, Trade-Offs and Emerging Industry Configurations”. *Energies*, 11.
- Lofstedt, R. (2004). “The Swing of the Regulatory Pendulum in Europe: From Precautionary Principle to (Regulatory) Impact Analysis”. *Journal of Risk and Uncertainty*, 28(3).
- Markowitz, H. M. (1952). «Portfolio Selection». *The Journal of Finance*, 7(1), 77–91.
- Marques, V., Almeida, P., Cunha, M., Rocha, M., & Trindade, A. (2012). “What Drives Efficiency on the Portuguese Gas Distribution”. *9th International Conference on the European Energy Market*.
- Neuberg, L. G. (1977). “Two Issues in the Municipal Ownership of Electric Power Distribution Systems”. *The Bell Journal of Economics*, 8(1), 303-323.
- OCDE. (2004). *Regulatory performance: Ex post evaluation of regulatory tools and institutions*. Draft report by the Secretariat 27-28 September 2004, GOV/PGC/REG(2004)6.
- OCDE. (1997). *Regulatory Impact Analysis: Best Practice in OECD Nations*. Disponible en <https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/35258828.pdf>
- OFGEM. (2010). *RIIO: A new way to regulate energy networks*. *Final Decision Document*. October 2010, London
- OFGEM. (2018). *RIIO-2 Framework Decision*. Ofgem, London. [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)
- OFGEM. (1999), “Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000. Distribution Price Control Review”, Consultation Paper. London
- Podinoswki, V. (2002). “Weight Restrictions and Radial Measures of Efficiency”. *Warwick Business School, Research Papers*, 352.
- Resolución MINEM 31 de 2016, (2016). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 33.348. Fecha 01 de abril de 2016.
- Resolución MINEM 129 de 2016, (2016). Boletín Oficial de la República Argentina, N° 33.417. Fecha 12 de julio de 2016.

- 
- *Review of Public Electricity Suppliers 1998-2000. Distribution Price Control Review.* (1999).
  - Rodriguez Pardina, M., & Rossi, M. (1999). *Medidas de eficiencia y regulación: Una ilustración del sector de distribuidoras de gas en Argentina.* Texto de Discusión N° 14.
  - Rossi, M. (2000). *Technical Change and Efficiency Measures: The Post-Privatization in the gas distribution sector in Argentina.* CEER, Working Paper 7.
  - Satterthwaite, F. E. (1946). An Approximate Distribution of Estimates of Variance Components. *Biometrics Bulletin*, 2.
  - Sharpe, W. F. (1964). “Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk”. *The Journal of Finance*, 19(3), 425-442.
  - Tovar, B., Ramos-Real, J., & Almeida, E. (2015). “Efficiency and performance in gas distribution. Evidence from Brazil”. *Applied Economics*, 47(50).
  - Welch, B. L. (1947). “The generalization of “student’s” problem when several different population variances are involved”. *Biometrika*, 34, 28-35.
  - World Bank. 2017. *Joining Forces for Better Services?: When, Why, and How Water and Sanitation Utilities Can Benefit from Working Together.* Washington, DC, World Bank
  - Yu, W., Jamasb, T., & Pollitt, M. (2009). “Willingness-to-pay for Quality of Service: An application to Efficiency Analysis of the UK Electricity Distribution Utilities”. *The Energy Journal*, 30(4), 1-47.
  - Zoric, J., Hrovatin, N., & Scarsi, G. C. (2011). “Gas Distribution Benchmarking of Utilities from Slovenia, the Netherlands and the UK: an Application of Data Envelopment Analysis”. *South East European Journal of Economics and Business*, 4(1).