



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES

DOCUMENTO CREG-050
JUNIO 24 DE 2002

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO DE CAPITAL PARA LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE POR REDES

I. ANTECEDENTES

En el Documento CREG-022 del 20 de marzo de 2002 “Costo Promedio de Capital: Metodología de Cálculo para la Distribución de Energía Eléctrica y Gas Combustible Por Redes” se presentaron a la Comisión los fundamentos conceptuales y una propuesta metodológica para la determinación de las tasas de descuento a ser utilizadas en las nuevas fórmulas tarifarias para las actividades mencionadas.

En dicho documento se resaltaba que el valor calculado como costo de capital para la distribución de gas combustible había tomado como referencia una industria de penetración madura con riesgo limitado de expansión, situación que no necesariamente correspondía a la fase de desarrollo actual de la distribución de gas por red en Colombia. Ante esta consideración, la Comisión decidió investigar si cabría la posibilidad de añadir una prima de riesgo en el costo de capital por este factor en particular, para la industria de gas en Colombia.

Por consiguiente, en este documento se presentan los resultados de los análisis realizados por la CREG respecto al riesgo de expansión, evaluado con base en el comportamiento del sector durante los últimos años, y la estimación del costo de capital para la distribución de gas, de acuerdo con dichos análisis, con la propuesta contenida en el Documento CREG-022 del 20 de marzo de 2002 y con la metodología que sirvió de base para la determinación de la tasa de retorno aplicable a la estimación de cargos en el próximo período tarifario para el negocio de distribución eléctrica.

II. RIESGO DE EXPANSIÓN

El riesgo de expansión en la distribución de gas, en el caso de nuevos mercados, puede describirse como la incertidumbre en la recuperación de la inversión destinada a atender nuevos usuarios del servicio en áreas donde no se disponía previamente de redes de distribución, incertidumbre asociada por tanto con la utilización de la nueva capacidad instalada. Dicho riesgo depende entonces de la forma como se remuneran los activos y del grado de libertad que posee el inversionista en acometer o no la expansión de la red.

Remuneración de los Activos

En el período tarifario vigente, así como en las bases conceptuales para la determinación de tarifas en el próximo período, presentadas en la Resolución CREG-001 de 2002, se establece, durante el período tarifario, la remuneración de una base

determinada de activos incluyendo una tasa de retorno sobre el capital invertido en ellos. La base de activos incluye, tanto los activos existentes al momento de calcular las tarifas, como el plan de inversiones previsto por el distribuidor durante la vigencia de las mismas.

Los planes de inversión son presentados por las empresas y aprobados por la CREG. Durante el período tarifario las empresas pueden ejecutar las inversiones de acuerdo a sus propios planes y a la evolución esperada de la demanda. Por otro lado es importante destacar que la demanda que se utiliza para variabilizar las tarifas (en $\$/m^3$) incluye las proyecciones de crecimiento que justifican el plan de nuevas inversiones.

Existen por consiguiente factores que reducen el riesgo asociado con la penetración en un mercado no atendido previamente y que por tanto está en expansión:

- El plan de inversiones es determinado por las empresas de acuerdo con sus proyecciones de demanda y no es impuesto por el regulador.
- Las nuevas inversiones se empiezan a recuperar desde el inicio del período tarifario como lo considera la metodología de estimación de cargos de distribución.
- Las empresas pueden ajustar el ritmo al que ejecutan el plan de inversiones dentro del período tarifario.

Estimación del Riesgo

Para aislar el efecto de la expansión de la red del riesgo agregado de demanda, que depende también de otros factores, se tomó como variable de medición el número de usuarios conectados a la red de distribución y se comparó con el número de usuarios proyectados en el momento de determinar las tarifas.

Se tomó una muestra de trece (13) empresas, para las cuales la CREG determinó fórmulas para el cálculo del componente Dt durante el actual período tarifario. A continuación se listan las empresas con la(s) principal(es) cabecera(s) municipal(es) donde prestan sus servicios.

EMPRESAS

1. Alcanos de Colombia – Neiva
2. Gases de Barrancabermeja – Barrancabermeja
3. Gases de Occidente – Cali
4. Gases del Caribe - Barranquilla, Santa Marta, Valledupar
5. Gases del Cusiana – Yopal
6. Gases del Llano, Llanogas – Villavicencio

7. Gases del Oriente – Cúcuta
8. Gases de la Guajira – Rioacha
9. Gas Natural – Bogotá
10. Gas Natural del Cesar, Gasnacer – Aguachica, Codazzi, El Banco.
11. Gas Natural del Oriente, Gasoriente – Bucaramanga
12. Metrogas de Colombia – Floridablanca
13. Surtidora de Gas del Caribe, Surtigas – Cartagena, Montería, Sincelejo

El número de usuarios conectados se obtuvo de la información que las empresas reportan periódicamente a la CREG, mientras que el número de usuarios proyectados se tomó de la información suministrada por las empresas a la CREG y con la cual se determinaron las tarifas vigentes. Se utilizaron las cifras mensuales para el período 1998-2001 y se calcularon las diferencias porcentuales, calculando al final la diferencia promedio para todo el período de análisis. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 1, también se incluye como referencia el número de usuarios de cada empresa a Diciembre de 2001 (Información CREG) y la cobertura del mercado potencial a Diciembre de 1999 (Información SIVICO):

Tabla 1

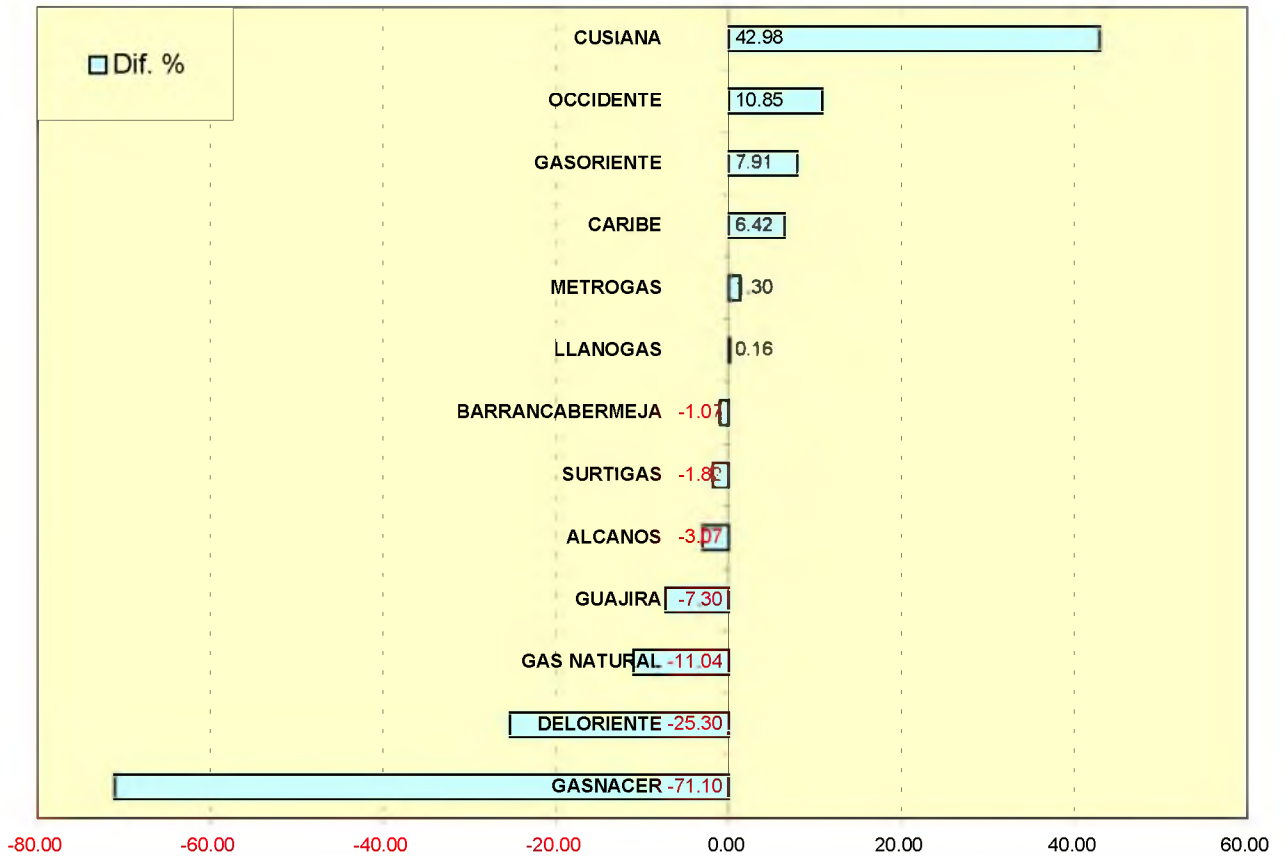
EMPRESA	% Diferencia Prom. 98-01	No. Usuarios (x 1000)	% Cobertura
GASNACER	-71.10	10.24	28.61
DEL ORIENTE	-25.30	10.32	77.56
GAS NATURAL	-11.04	896.02	42.45
GUAJIRA	-7.30	36.63	72.68
ALCANOS	-3.07	84.36	79.57
SURTIGAS	-1.82	278.90	78.62
BARRANCABERMEJA	-1.07	38.25	90.03
LLANOGAS	0.16	71.43	92.88
METROGAS	1.30	45.16	98.51
CARIBE	6.42	420.51	83.27
GASORIENTE	7.91	147.82	100.0
OCCIDENTE	10.85	135.73	13.46
CUSIANA	42.98	7.85	38.60
TOTAL	-3.93	2183.22	68.94

El promedio de las diferencias porcentuales para la muestra seleccionada es de – 3.93% durante el período 1998-2001. Cuando se eliminan los datos extremos (outliers), que pueden deberse a situaciones particulares de algunas empresas¹, se tiene una variación en el rango de $\pm 10\%$, lo cual indica que durante el período análisis las empresas de la muestra estuvieron expuestas a un bajo riesgo, por efecto de la expansión de sus redes, sobre los usuarios proyectados.

¹ Gases del Oriente, por ejemplo, tuvo problemas de suministro de Gas al final del período analizado.

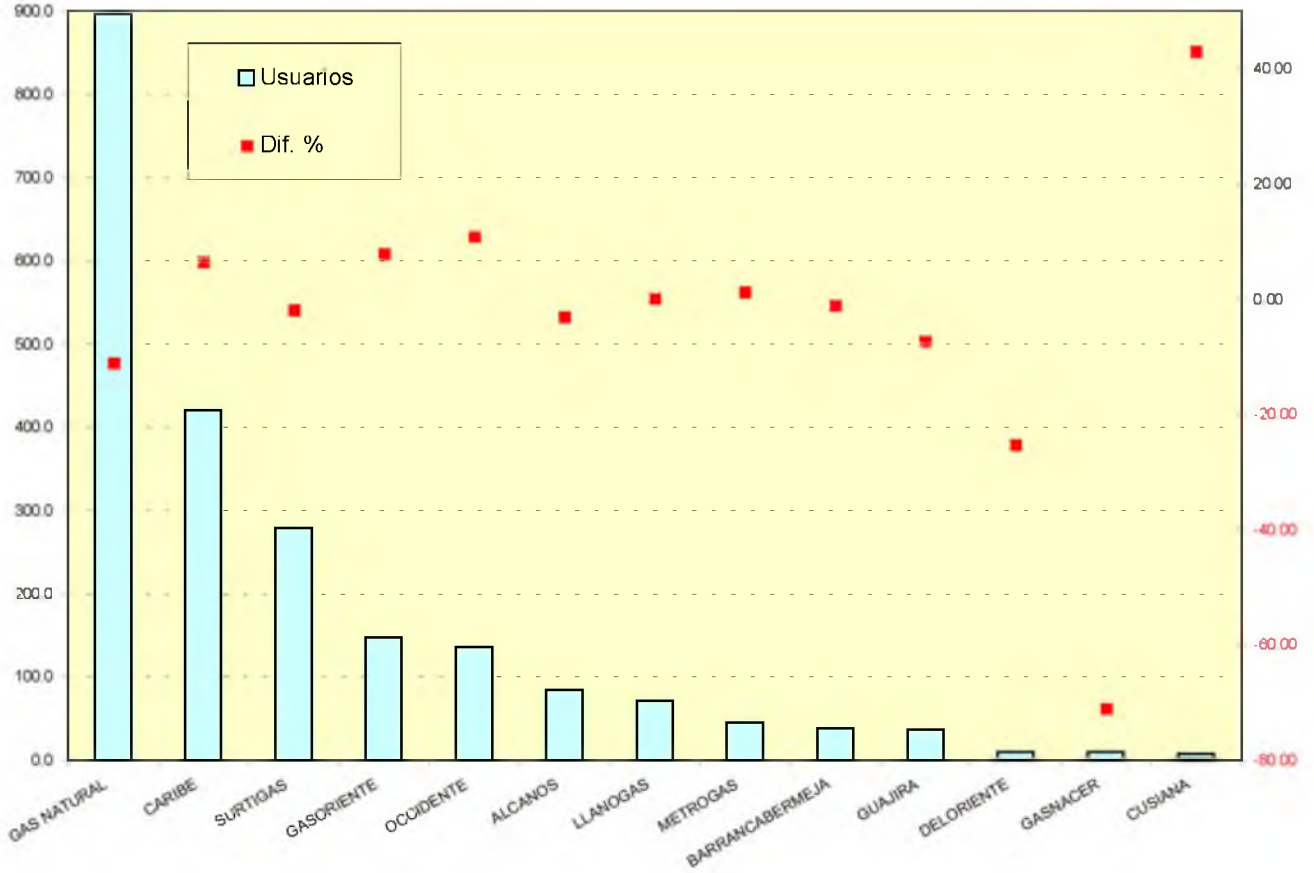
En la Gráfica 1 se comparan los resultados de las empresas de la muestra con respecto a las diferencias porcentuales calculadas.

Gráfica 1



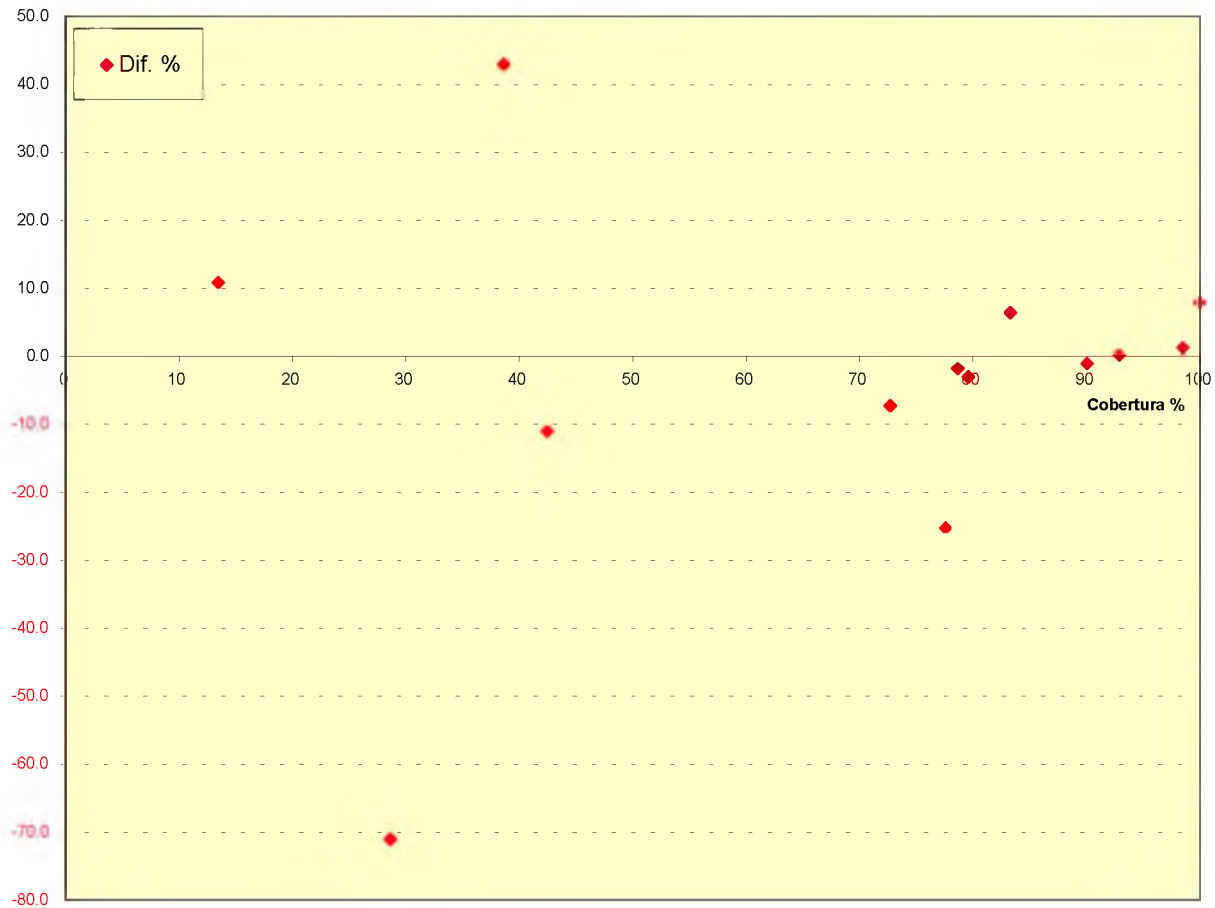
Cuando se analizan las diferencias encontradas con respecto al tamaño de las empresas no se encuentra correlación con el número de usuarios, como se observa en la Gráfica 2.

Gráfica 2



Como era de esperarse, puede observarse una relación entre el grado de cobertura alcanzado y el riesgo de expansión, a mayor cobertura disminuye el riesgo, como se ilustra en la Gráfica 3. No obstante, al eliminar los datos extremos se observa un riesgo moderado en la muestra seleccionada.

Gráfica 3



Resultado del Análisis

Al analizar el comportamiento de las empresas de la muestra seleccionada por la exposición al riesgo de expansión durante el período 1998-2001, y al considerar los factores que reducen su exposición a dicho riesgo bajo el actual esquema de remuneración, no se encuentra evidencia que justifique la adición de una prima de riesgo por este efecto en el cálculo del costo de capital para la distribución de gas combustible por redes.

III. RIESGO SISTEMÁTICO Y RIESGO DE DEMANDA

De acuerdo con la teoría financiera el riesgo relevante para el cálculo del costo de capital es el riesgo sistemático, asociado con los ciclos de la actividad económica en general y que no puede ser diversificado a través de un portafolio eficiente. Cuando se analiza el riesgo que enfrentan las empresas desde el punto de vista de sus

ingresos y bajo el esquema regulatorio actual, el mayor factor de incertidumbre proviene del comportamiento de la demanda durante cada período de vigencia de las tarifas.

Es decir, una vez definida la base de activos a remunerar y unos costos de operación bajo criterios de eficiencia, la recuperación de estos costos incluidos costos fijos, costos variables y el costo de capital depende del grado en que la demanda real corresponda a la demanda proyectada con que se calcularon las tarifas. Si la demanda real está por encima de la demanda proyectada se obtienen ingresos superiores a los estimados y viceversa. Mientras ésta es una característica de la regulación por precio máximo que se aplica a la distribución de gas combustible por redes que se reconoce en la prima asociada con el tipo de regulación que fue propuesta en la metodología desarrollada en el Documento CRE-022 del 20 de marzo de 2002, se debe anotar que el riesgo total de la demanda incluye riesgos diversificables, no sistemáticos, que no se asocian con mayores tasas de retorno en la teoría financiera.

A manera de ilustración se completa el análisis con las variaciones de demanda a que estuvieron expuestas las empresas de la muestra seleccionada durante el período 1998-2001. Para este fin se compararon los consumos mensuales, reportados por las empresas a la CREG desde 1998 hasta 2001, con las demandas utilizadas para el cálculo de las tarifas. Al final se obtiene el promedio de las diferencias durante el período de análisis. Los resultados se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2

EMPRESA	Diferencia % 1998-2001	Consumo mill. M3	Cobertura %
GASNACER	-66.14	288	28.61
GAS NATURAL	-18.60	44,843	42.45
ALCANOS	-15.33	2,422	79.57
LLANOGAS	-12.43	1,897	92.88
BARRANCABERMEJA	-6.69	963	90.03
DELORIENTE	-5.90	516	77.56
METROGAS	-2.36	1,473	98.51
CARIBE	-0.44	15,550	83.27
GASORIENTE	12.79	8,085	100.0
CUSIANA	22.68	182	38.60
OCCIDENTE	124.05	15,260	13.46
GUAJIRA	172.41	2,988	72.68
SURTIGAS	223.59	38,928	78.62

Al eliminar los datos extremos, algunos de ellos debidos a problemas en la información reportada², se encuentra un rango de variación promedio de $\pm 20\%$, el cual puede considerarse normal si se considera el entorno económico del país durante el período de análisis, y las condiciones en que se desarrolla la distribución de gas, en competencia con otros energéticos.

IV. COSTO DE CAPITAL

Considerando el resultado anterior, el costo de capital estimado para la distribución de gas combustible de acuerdo con el Documento CREG-022 del 20 de marzo de 2002 es el indicado en la Tabla 3.

² En el caso de SURTIGAS, por ejemplo, el alto valor encontrado puede deberse a que no reportó de manera separada el consumo de usuarios cedidos, los cuales aparecen en la facturación de la empresa pero no afectaban el cálculo del componente D de la tarifa.

Tabla 3

COSTO DE CAPITAL		
DISTRIBUCION GAS NATURAL		
Regulación vía Precio Máximo (CREG)		
	Inflación USD =	2.60%
	Tasa de Impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		
	Deuda =	40%
	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		
	Costo Real =	7.60%
	Costo Nominal USD =	10.40%
	Costo después de imp. =	7.67%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		
	Beta (Ibbotson 4924) =	0.07
	Ajuste de Beta =	0.22
	Beta desapalancado =	0.29
	Beta apalancado =	0.45
	Prima riesgo mercado =	7.80%
	Prima riesgo negocio =	3.49%
	Prima riesgo país =	6.19%
	Tasa libre de riesgo =	6.07%
		15.75%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		
	WACC USD d. imp. =	12.52%
	Tasa impuestos corr. =	22.92%
	WACC USD a. imp. =	16.24%
	WACC real a. imp. =	13.29%

V. CALCULO ALTERNATIVO DEL COSTO DE CAPITAL

Considerando la propuesta metodológica adoptada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para estimar las tasas de retorno que se utilizarán en las fórmulas tarifarias de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo período tarifario se obtendría el siguiente resultado:

Tabla 4

COSTO DE CAPITAL		
DISTRIBUCION GAS NATURAL (alternativa 2)		
Regulación vía Precio Máximo (CREG)		
	Inflación USD =	2.60%
	Tasa de Impuestos =	35%
ESTRUCTURA DE CAPITAL		
	Deuda =	40%
	Capital Propio =	60%
COSTO DE LA DEUDA		
	Costo Real =	7.60%
	Costo Nominal USD =	10.40%
	Costo después de imp. =	6.76%
COSTO DEL CAPITAL PROPIO		
	Beta (Ibbotson 4924) =	0.07
	Ajuste de Beta =	0.22
	Beta desapalancado =	0.279
	Beta apalancado =	0.400
	Prima riesgo mercado =	7.80%
	Prima riesgo negocio =	3.12%
	Prima riesgo país =	6.19%
	Tasa libre de riesgo =	6.07%
		15.38%
COSTO PROMEDIO PONDERADO		
	WACC USD d. imp. =	11.93%
	Tasa impuestos corr. =	35%
	WACC USD a. imp. =	18.36%
	WACC real a. imp. =	15.36%

En esencia esta propuesta metodológica no considera que los efectos de los ajustes por depreciación deban ser incluidos al estimar la tasa de impuestos aplicable al cálculo del WACC antes de impuestos. Es de anotar que al no considerar los efectos de estos ajustes en la tasa de impuestos tampoco se debe considerar el efecto que tiene la corrección monetaria sobre el costo de la deuda y por lo tanto se ajustan ambos parámetros. Para la estimación del costo de la deuda después de impuestos contenida en la tabla 3 se tienen en cuenta, tanto los beneficios tributarios por efecto del escudo fiscal, como los costos adicionales por la porción gravable de la corrección monetaria de los activos. En la tabla 4 sólo se tiene en cuenta el primer efecto.